



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Politècnica Superior d'Enginyeria
de Manresa



Trabajo Final de Grado

Edificio energía cero (zero energy building)

Grado en Ingeniería Eléctrica

Curso 15/16

Autor: Luis Alberto Urbán Caballero

Director: Joan Bergas Jané

Data: 08/07/2016

Localidad: Manresa



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Politècnica Superior d'Enginyeria
de Manresa



Quiero agradecer a mi familia su apoyo, y en especial a mi hija Laura por animarme cada día con su sonrisa. Sin vosotras no hubiera sido posible.

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es el suministro integral de energía a una casa unifamiliar por medio de energías renovables, por esta razón se ha buscado información sobre edificios con un nivel de eficiencia energética muy alto, también llamados Edificio de Consumo Casi Nulo (ECCN) y Zero Energy Building (ZEB). Un edificio de consumo casi nulo está definido por las fuentes más optimistas como un edificio que produce más energía de la que consume, y en otras fuentes más conservadoras como un edificio que tiene un consumo más cercano a la energía que genera. Estos edificios son construidos con materiales altamente aislantes y utilizan electrodomésticos de alta eficiencia, lo mismo ocurre con la climatización y la iluminación. El aporte energético a estos se realiza con fuentes de energía renovables, entre las que se encuentran la energía solar fotovoltaica y la energía eólica como las más utilizadas a día de hoy.

El proyecto empieza dando las definiciones oficiales de lo que es un ECCN en Europa y en España, se han incorporado ambas porque en el texto español no existe un concepto claro sobre estos edificios. Seguidamente se realiza un resumen de los puntos más importantes de la normativa española para el autoconsumo, entendiendo este como el consumo de energía que uno mismo genera. Es importante leer este documento para saber los motivos que hacen económicamente inviable un proyecto de estas características en España, de los cuales los más relevantes son que la energía que se vuelca a la red no está remunerada, las trabas administrativas impuestas para desarrollar un proyecto de este tipo, y los peajes existentes en el uso de una instalación de estas características.

En el primer punto del proyecto, se estudian las combinaciones más importantes de generación híbrida con energía solar fotovoltaica y eólica, dejando al margen la actual normativa española y emplazándonos en una futura normativa hipotéticamente menos restrictiva, o en la de otros países con una normativa actual más favorable. Una vez elegida la configuración de generación para el proyecto, se detalla el funcionamiento de las partes que lo componen, realizando un estudio más profundo de la energía solar fotovoltaica. La energía eólica no es relevante en este proyecto porque en el lugar propuesto de instalación no existen vientos con velocidades adecuadas para que el aerogenerador trabaje a velocidad nominal.

Se han realizado simulaciones en Matlab/Simulink de un panel fotovoltaico para observar el funcionamiento con diferentes irradiaciones y temperaturas. También se ha implementado un control para mantener la potencia óptima en todo momento en la instalación fotovoltaica.

Seguidamente se calculan los elementos de la instalación para poder simular el funcionamiento de esta en el software PVGIS. En el resultado de la simulación se observa que la instalación cumple sobradamente con los objetivos del cálculo. Para terminar, se realiza un diagrama de bloques de la instalación incluyendo un coche eléctrico con tecnología V2G “vehicle to grid”, este tipo de coche ofrece la ventaja de aportar energía a la red eléctrica que lo alimenta.

ABSTRACT

The objective of this project is the integral supply of energy to a building by means of renewable energies, for this reason very efficient buildings have been looked, these buildings also are called Edificio de Consumo Casi Nulo (ECCN) and Zero Energy Building (ZEB). A zero energy building is defined by more optimistic sources, as a building that produces more energy of the one that it consumes, and in other more conservative sources as a building that has consumption similar to the generated energy. These buildings chase a hermetic construction with highly insulating materials, there use devices of high efficiency in the building, since in the air conditioning and the lighting. The energetic contribution to these buildings is realized by renewable sources of energy, between which they find the photovoltaic power and the energy miniwind as most used a today.

In the introduction the project starts by giving the official definitions of what is an ECCN in Europe and in Spain, it has been realized of this form because in the Spanish text there doesn't exist a clear concept of these buildings. Later, there is realized a summary of the most important points of the Spanish regulation for the self-consumption, understanding for self-consumption the energy consumption that one itself generates. It's important to read this document to know the reason of why there is unviable economically a project of these characteristics in Spain. It's unviable because the energy that overturns to the network is not remunerated, for the administrative problems imposed to develop a project of this type and for the existing tolls in the use of an installation of these characteristics.

In the first point of the project, there are studied the most important combinations of hybrid generation by photovoltaic and wind power, forgetting the Spanish regulation because this project can be realized in the future if it changes the regulation, or at present in another country with a more favorable regulation. When the configuration of generation for the project is chosen, there is detailed the functioning of the parts that compose it, realizing a more detailed study of the photovoltaic solar power because it is the principal system of generation of this project. The wind power in this project is not relevant because the wind is not sufficient in order that the wind generator works to nominal speed.

Simulations have been realized in Matlab/Simulink of a photovoltaic panel to observe the functioning with different irradiations and temperatures. Also a control has been implemented to support the ideal power at all time in the photovoltaic installation.

Coming at the end of the project, the elements of the installation are calculated to be able to simulate the functioning of this one in the software PVGIS. In the result of the simulation is observed that the installation expires with the objectives of the calculation. To end, a block diagram of the installation is realized including an electrical car with technology V2G "vehicle to grid ", this type of car offers the advantage of being able to contribute energy to the electrical network.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. OBJETIVO	6
1.2. FINALIDAD DEL PROYECTO.....	6
1.3. ALCANCE.....	6
2. ANTECEDENTES	7
3. EDIFICIO DE CONSUMO CASI NULO	8
3.1. EDIFICIOS DE CONSUMO CASI NULO EN EUROPA	8
3.1.1. Anexo I.....	8
3.1.2. Artículo 9 de la normativa Europea.....	9
3.2. EDIFICIOS DE CONSUMO CASI NULO EN ESPAÑA	9
3.2.1. Cumplimiento del artículo 9 de la directiva Europea.....	11
4. NORMATIVA PARA EL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA	12
4.1. AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN CONEXIÓN A RED O AISLADA	12
4.2. AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON CONEXIÓN A RED	12
4.3. ARTÍCULO 9.1 DE LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE	13
4.4. ARTÍCULO 6 DE LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE.....	13
5. REAL DECRETO 900/2015, DE 9 DE OCTUBRE	14
5.1. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO TIPO 1	14
5.2. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO TIPO 2	15
5.3. CALIDAD DEL SERVICIO.....	16
5.4. REGISTRO, INSPECCIÓN Y RÉGIMEN SANCIONADOR	17
5.5. RÉGIMEN ECONÓMICO DE APLICACIÓN	17
5.6. RÉGIMEN ECONÓMICO TRANSITORIO DE APLICACIÓN AL AUTOCONSUMO	17
5.7. ELEMENTOS DE ACUMULACIÓN	19

5.8.	DISPOSICIÓN TRANSITORIA DÉCIMA ELEMENTOS DE ACUMULACIÓN	19
6.	VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA Y FOTOVOLTAICA.....	20
7.	TIPOS DE INSTALACIONES HÍBRIDAS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA EÓLICA	21
7.1.	AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO	21
7.1.1.	Autoconsumo instantáneo aislado.....	21
7.1.2.	Autoconsumo instantáneo sin vertido a la red eléctrica.....	22
7.1.3.	Autoconsumo instantáneo con vertido a la red eléctrica	22
7.1.4.	Balance neto.....	23
7.2.	AUTOCONSUMO CON ACUMULACIÓN	23
7.2.1.	Autoconsumo con acumulación aislado.....	23
7.2.2.	Autoconsumo con acumulación sin vertido a la red eléctrica	24
7.2.3.	Autoconsumo con acumulación con vertido a la red eléctrica	24
8.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	25
8.1.	RADIACIÓN SOLAR.....	25
8.2.	DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR	26
8.2.1.	Atlas solar	26
8.2.2.	Software PVGIS.....	26
8.3.	FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	27
8.3.1.	Panel solar fotovoltaico.....	27
8.3.2.	Asociaciones de células y módulos fotovoltaicos.....	28
8.3.3.	Tipos de paneles fotovoltaicos	28
8.3.4.	Perdidas	30
8.4.	DEFINICIONES.....	34
8.4.1.	Radiación solar	34
8.4.2.	Generadores fotovoltaicos	34
8.4.3.	Instalación	35
9.	SOFTWARE DE CONTROL	36
9.1.	MODELIZACIÓN DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA	36

9.2.	PANEL FOTOVOLTAICO.....	39
9.3.	MODELO DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MATLAB/SIMULINK.....	39
9.3.1.	Efectos ambientales sobre el panel fotovoltaico	40
9.3.2.	Curvas V-I, V-P de un panel fotovoltaico.....	42
9.4.	SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.....	43
9.4.1.	Algoritmo de control de perturbación y observación.....	43
9.4.2.	Funcionamiento.....	43
9.4.3.	Diagrama de flujo del control de perturbación y observación.....	46
9.5.	REGULADOR DE CARGA.....	46
9.5.1.	Regulador de carga PWM.....	46
9.5.2.	Regulador de carga MPPT	47
9.5.3.	Convertidores CC/CC.....	47
9.5.4.	Convertidor CC/CC reductor o Buck.....	48
9.6.	MODELO DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO MATLAB/SIMULINK CON CONVERTIDOR CC/CC REDUCTOR.....	50
9.6.1.	Curva de intensidad de MPPT	51
9.6.2.	Curva de tensión de MPPT	51
9.6.3.	Curva de potencia de MPPT	52
10.	ENERGÍA EÓLICA.....	53
10.1.	EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	53
10.2.	INFORMACIÓN SOBRE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	53
10.2.1.	Influencia de la altura sobre el suelo	54
10.2.2.	Cálculo de la velocidad del viento	54
10.3.	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR.....	55
10.4.	TIPOS DE INSTALACIONES EÓLICAS.....	55
10.4.1.	Microeólica.....	56
10.5.	AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....	56
10.5.1.	Numero de palas	57
10.6.	AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL.....	57

10.6.1. El aerogenerador tipo Savonius	57
10.6.2. El aerogenerador tipo Darrieus	57
10.7. DEFINICIONES.....	58
10.8. CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE AEROGENERADORES.....	59
11. BATERÍAS.....	60
11.1. TIPOS DE BATERÍAS.....	60
11.2. CAPACIDAD.....	61
11.3. PROFUNDIDAD DE DESCARGA.....	62
11.4. VIDA ÚTIL.....	62
11.5. ASOCIACIÓN EN SERIE Y EN PARALELO	62
12. CONVERTIDOR CC/AC O INVERSOR	63
12.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA.....	63
12.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.....	64
13. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.....	65
13.1. DATOS DE IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN.....	65
13.2. EMPLAZAMIENTO.....	65
13.3. DATOS EN PVGIS.....	66
13.3.1. Radiación solar mensual.....	66
13.3.2. Radiación diaria	67
13.4. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	68
13.5. DATOS DE VIENTO	72
13.6. RESULTADOS EN PVGIS.....	73
13.6.1. Estimación fotovoltaica	73
13.6.2. Fotovoltaica autónoma	74
13.7. COCHE ELÉCTRICO V2G	76
13.7.1. Diagramas de bloques de la instalación	76
13.7.2. Funcionamiento del sistema	77

14. CONCLUSIONES	78
15. BIBLIOGRAFÍA	79
16. ANNEXO.....	81
16.1. INFORMACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO MODELADO	81
16.2. MATERIAL UTILIZADO PARA LOS CÁLCULOS	83

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo

El objetivo de este proyecto es el análisis de la energía solar fotovoltaica y la simulación de una instalación con energía fotovoltaica y eólica en una casa de tipo ECCN.

1.2. Finalidad del proyecto

La finalidad es el conocimiento sobre la normativa para el autoconsumo y el funcionamiento de las energías renovables empleadas más profundamente.

1.3. Alcance

Este proyecto abarca el conocimiento sobre edificios de tipo ECCN, la normativa Española para el autoconsumo y las energías renovables eólica y fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica se estudiará con más detalle realizando una simulación en Matlab/Simulink de un panel fotovoltaico, el resto de componentes de la instalación serán vistos más superficialmente. También se estudiará la obtención de los recursos eólicos y fotovoltaicos para un emplazamiento concreto, y se calcularán los componentes necesarios para realizar la simulación en PVGIS de una instalación fotovoltaica.

2. ANTECEDENTES

El protocolo de Kioto sobre el cambio climático, es un acuerdo internacional con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Esto nos lleva a la explotación e investigación de otras fuentes de energía para una menor utilización de los combustibles fósiles.

La nueva tecnología V2G “vehicle to grid”, son vehículos son capaces de cargar en la red del consumidor, pero también son capaces de volcar energía a ella. Esto abre un gran abanico de posibilidades, porque si aumenta la eficiencia de las energías renovables poco a poco gracias a la tecnología, y aumenta la eficiencia de los edificios consumiendo menos energía, esta puede ser utilizada para mantener cargado el coche eléctrico para el transporte, para devolver energía a la red del consumidor si lo requiere, para incrementar el consumo en la red del consumidor puntualmente mientras la energía del coche lo permita, se puede inyectar energía a la red eléctrica, etc...

Las energías renovables tienen una alta inversión inicial en el equipo de generación, pero el sol y el viento no tienen coste alguno. Utilizar energías renovables es un beneficio para el medio ambiente y además puede suponer un ahorro económico cuando están amortizadas.

3. EDIFICIO DE CONSUMO CASI NULO

3.1. Edificios de consumo casi nulo en Europa

En el artículo 2, apartado 2, de la DIRECTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios, se definen como edificios con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinara de conformidad con el **anexo I**. La cantidad casi nula o muy baja de energía requerida deberá estar cubierta en mayor parte por energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.

3.1.1. Anexo I

(Marco general común del cálculo de la eficiencia energética de los edificios)

- La eficiencia energética de un edificio se determinará partiendo de la cantidad calculada o real, de energía consumida anualmente para satisfacer las necesidades ligadas a su utilización normal, que refleje la energía necesaria para la calefacción y la refrigeración a fin de mantener las condiciones de temperatura previstas para el edificio y sus necesidades de agua caliente sanitaria.
- La eficiencia energética de un edificio se expresará de forma clara e incluirá un indicador de eficiencia energética y un indicador numérico del consumo de energía primaria, basado en los factores de energía primaria por el suministrador de energía, que podrá basarse en unas medias anuales ponderadas, nacionales o regionales, o en un valor particular para la generación in situ.

La metodología de cálculo de la eficiencia energética de los edificios debe tener en cuenta las normas europeas y se ajustará a la legislación correspondiente de la Unión, incluida la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

- El anexo sigue con una serie de aspectos mínimos a tener en cuenta en el edificio; Características térmicas, instalaciones de calefacción, agua caliente, aislamiento, aire acondicionado, ventilación, iluminación, diseño, emplazamiento, orientación, instalaciones solares pasivas, protección solar, condiciones ambientales interiores y cargas internas.

- También hay que tener en cuenta en el cálculo la incidencia positiva de los siguientes aspectos, cuando resulten pertinentes; Iluminación natural, condiciones locales de exposición al sol, sistemas solares activos u otros sistemas de calefacción o producción de electricidad basados en fuentes renovables, electricidad producida por cogeneración, sistemas urbanos o centrales de calefacción y refrigeración.
- Finalmente clasifica adecuadamente a efectos de cálculo los edificios en las siguientes categorías; Viviendas unifamiliares, edificios en bloque, oficinas, centros de enseñanza, hospitales, hoteles y restaurantes, instalaciones deportivas, edificios comerciales y finalmente otros tipos de edificios que consuman energía.

3.1.2. Artículo 9 de la normativa Europea

En esta misma normativa, en su artículo 9, establece que todos los estados miembros se asegurarán de que antes del 31 de diciembre de 2020, todos los edificios nuevos sean edificios de consumo de energía casi nulo, y de que después del 31 de diciembre de 2018, los edificios nuevos que estén ocupados y sean propiedad de autoridades públicas sean edificios de energía casi nula.

3.2. Edificios de consumo casi nulo en España

Según el plan de acción de ahorro y eficiencia energética 2011-2020 (PAAEE2011_2020), se definen como edificios con un nivel de eficiencia energética muy alto, en los que la cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de energías renovables producida in situ o en el entorno.

Esta definición de los edificios de consumo de energía casi nulo, en cada Estado miembro, deberá de reflejar sus condiciones nacionales, regionales o locales e incluir un indicador numérico de uso de energía primaria expresado en kWh/m² al año. Además deberán de definirse unos objetivos intermedios para el año 2015 de cara a mejorar la eficiencia energética de los edificios nuevos.

A pesar de no haberse definido, por el momento, las condiciones que un edificio de consumo de energía casi nulo deberá de cumplir en España, sí puede hacerse una estimación de la demanda de energía que este tipo de edificios deberían de tener en base a la actual escala de calificación de eficiencia energética de edificios.

Por tanto, si se toma como base que la definición de edificio de consumo casi nulo debería de basarse en el trabajo ya desarrollado en el ámbito de la calificación de eficiencia energética de edificios y suponemos que no debería de implicar algo muy distinto a lo que actualmente se considera clase A, a partir del año 2021 todos los edificios de vivienda construidos en España deberían de tener un consumo de energía primaria un 70% inferior a los edificios construidos bajo la normativa actual y un 85% inferior a los edificios representativos del stock para el año 2006.

Los actuales procedimientos de calificación energética de edificios nuevos calculan la demanda final, primaria, y las emisiones de dióxido de carbono para cada distinto uso del edificio, comparándose ésta con una escala definida para el caso de viviendas unifamiliares y en bloque y con la de un edificio de referencia que cumple estrictamente la normativa para edificios terciarios. En base a la escala de calificación de eficiencia energética de los edificios, definida ya para el caso de España, tanto para edificios nuevos como existentes, pueden inferirse, de forma aproximada, los ahorros que supone la construcción de nuevos edificios siguiendo la normativa actual y los que supondrán la aplicación de la Directiva 2010/31, relativa a la eficiencia energética de los edificios. Para el caso de la demanda de energía final en calefacción y refrigeración para viviendas tenemos, para cada una de las zonas climáticas en las que se ha dividido el territorio español lo siguiente.

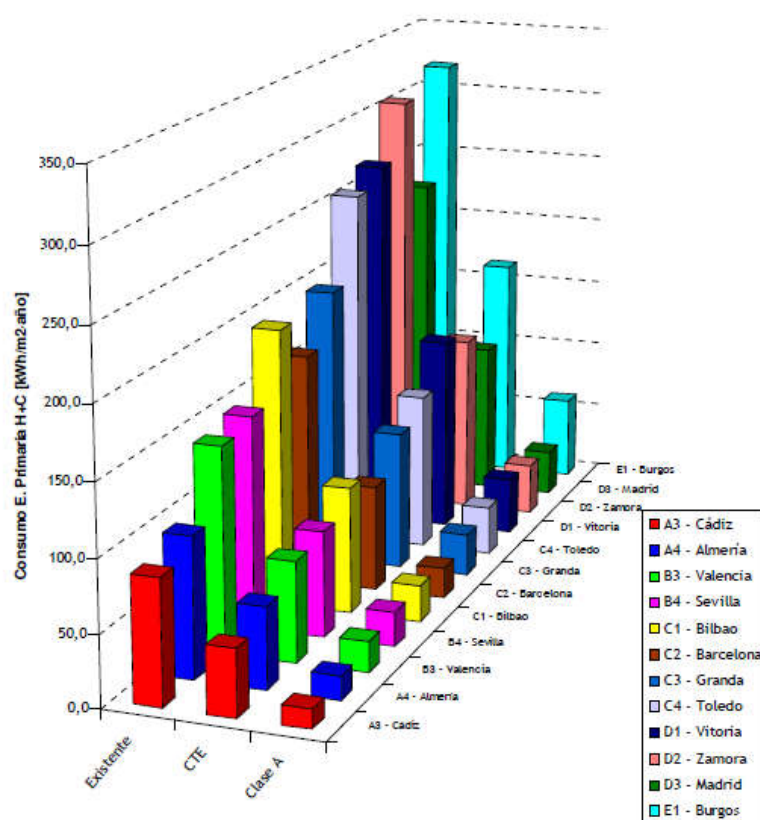


Figura 1. Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2020

Puede observarse que el ahorro de energía primaria, en calefacción y refrigeración, entre un edificio de vivienda plurifamiliar tipo del stock existente en el año 2006 y un edificio que cumpla estrictamente el Código Técnico de la Edificación es de aproximadamente un 50%, siendo este porcentaje del 70% para una vivienda plurifamiliar que cumpla estrictamente el Código Técnico de la Edificación y un edificio clase A, en cuanto a consumo de energía primaria en calefacción y refrigeración.

Por tanto, si se toma como base que la definición de edificio de consumo casi nulo debería de basarse en el trabajo ya desarrollado en el ámbito de la calificación de eficiencia energética de edificios y suponemos que no debería de implicar algo muy distinto a lo que actualmente se considera clase A, a partir del año 2021 todos los edificios de vivienda construidos en España deberían de tener un consumo de energía primaria un 70% inferior a los edificios construidos bajo la normativa actual y un 85% inferior a los edificios representativos del stock para el año 2006.

Para el caso de edificios terciarios (administrativos, comerciales, hoteles, centros de ocio, centros sanitarios, etc.), la escala es autorreferente, no obstante, dada la misma, los porcentajes de ahorro sobre un edificio representativo del stock en el año 2006, uno que cumpla estrictamente la normativa actual y un edificio de consumo de energía casi nulo son, aproximadamente, los mismos que para el caso de las viviendas.

3.2.1. Cumplimiento del artículo 9 de la directiva Europea

En el real decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, en su disposición adicional segunda dice:

- Todos los edificios nuevos que se construyan a partir del 31 de diciembre de 2020 serán edificios de consumo de energía casi nulo. Los requisitos mínimos que deberán satisfacer esos edificios serán los que en su momento se determinen en el Código Técnico de la Edificación.
- Todos los edificios nuevos cuya construcción se inicie a partir del 31 de diciembre de 2018 que vayan a estar ocupados y sean de titularidad pública, serán edificios de consumo de energía casi nulo.

4. NORMATIVA PARA EL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Antes de llegar el Real Decreto 900/2015, se realizan algunas aclaraciones útiles para intentar entender este real decreto.

El ámbito de aplicación de este, solamente afecta a las instalaciones con conexión a la red eléctrica, exceptuando a las instalaciones de autoconsumo sin conexión a esta o aisladas.

4.1. Autoconsumo de energía eléctrica sin conexión a red o aislada

El real decreto de 24/2013 de 26 de diciembre, del sector eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas al consumidor.

El real decreto 900/2015, de 9 de octubre, define la instalación aislada como aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se consideran aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto.

Este real decreto, en su artículo 20, exime a las instalaciones de autoconsumo aisladas de solicitar la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Esto quiere decir que las instalaciones aisladas, en principio solamente tienen que respetar el reglamento electrotécnico de baja tensión.

4.2. Autoconsumo de energía eléctrica con conexión a red

El real decreto 900/2015, de 9 de octubre que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, definidas en los apartados a), b), c) del artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que son las que tecnológicamente existen en la actualidad. El artículo 9.1.d) relativo a cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor, queda reservado para aquellas nuevas tecnologías que puedan surgir y que requerirán de un desarrollo reglamentario posterior, previo a su efectiva implantación.

4.3. Artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

A los efectos de esta ley, se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

4.4. Artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

En el artículo 6, se define a los sujetos consumidor y productor entre otros sujetos.

6.1.a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

6.1.g) Los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo.

5. REAL DECRETO 900/2015, DE 9 DE OCTUBRE

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

En este apartado se ha intentado resumir los puntos más importantes de este real decreto.

5.1. Modalidad de autoconsumo tipo 1

Corresponde a la modalidad de suministro con autoconsumo definida en el artículo 9.1.a) de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada.
- El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación. En particular los establecidos en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. A los efectos, exclusivos de la aplicación del citado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, las instalaciones de generación de la modalidad de autoconsumo tipo 1 se considerarán instalaciones de producción.
- Los consumidores acogidos a esta modalidad que tengan contratada una potencia inferior o igual a 10 kW y que acrediten que cuentan con un dispositivo que impida el vertido instantáneo de energía a la red de distribución estarán exentos del pago de los estudios de acceso y conexión previstos en el artículo 30 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y del pago de los derechos de acometida de generación previstos en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Los sujetos consumidores acogidos a esta modalidad de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes y otros costes y servicios del sistema que le resulten de aplicación. A estos efectos deberán disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación y de otro equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.

- Para que pueda percibirse contraprestación económica por el vertido de energía a la red, la instalación deberá estar acogida a la modalidad de autoconsumo tipo 2.

5.2. Modalidad de autoconsumo tipo 2

Corresponde a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1.b) y 9.1.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación, en particular el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, para instalaciones de producción incluidas en su ámbito de aplicación y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Cuando las instalaciones de producción compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten en la red interior de un consumidor responderán solidariamente por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía y la percepción de la retribución que, en su caso, le corresponda. La empresa distribuidora o transportista no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no son de su titularidad. El contrato de acceso que el consumidor, directamente o a través de la empresa comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora, recogerá la previsión recogida en este apartado.
- Para las instalaciones de producción de la modalidad de autoconsumo tipo 2, el procedimiento de conexión y acceso será el regulado en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación.
- Adicionalmente, en la modalidad de autoconsumo tipo 2, el titular de una instalación de producción deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia.
- En la modalidad de autoconsumo tipo 2, los titulares de las instalaciones de producción, por el vertido horario definido en el artículo 3, deberán satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los

peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

- Los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación de acuerdo con lo siguiente:

a) Con carácter general los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberán disponer de:

1. Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
2. Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
3. Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

b) Si la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción conectadas en la red interior del consumidor no es superior a 100 kW y el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción son la misma persona física o jurídica, alternativamente a lo previsto en el párrafo a) anterior los sujetos deberán disponer de:

1. Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
2. Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.
3. Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

- El productor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 percibirá por el vertido horario definido en el artículo 3 las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor.

5.3. Calidad del servicio

En relación con las incidencias provocadas en la red de transporte o distribución por las instalaciones contempladas en este real decreto, la distribuidora no tendrá ninguna obligación legal y las acciones contra el consumidor-productor estarán descritas en el contrato de acceso firmado con la compañía.

5.4. Registro, inspección y régimen sancionador

Hay que registrar correctamente la instalación y cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico, el incumplimiento de la normativa puede ser castigado con sanciones económicas y si son muy graves con la interrupción del servicio.

5.5. Régimen económico de aplicación

De manera simplificada, los consumidores eléctricos abonan en sus facturas tres conceptos económicos: el coste de las redes, el resto de costes del sistema (fundamentalmente retribución primada a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit) y la energía (incluyendo el respaldo del sistema).

Así los consumidores que realizan autoconsumo abonarán los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes y serán abonados por el uso real que se realiza de ellas, es decir, por la potencia contratada y la energía medida en el punto frontera asociada a ella.

Los cargos serán de aplicación a todos los consumidores como contribución a otros costes del sistema eléctrico que son, principalmente, los destinados a cubrir las cuantías que correspondan del régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, de la retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares, y las anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes. Estos costes derivados de decisiones de política energética, deberán ser financiados por los consumidores conectados al sistema eléctrico, de manera solidaria.

5.6. Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo

Además de los peajes de acceso anteriores, serán de aplicación de forma transitoria los cargos asociados a los costes del sistema y el cargo por otros servicios del sistema de acuerdo con lo previsto a continuación:

- a) Se aplicarán cargos fijos en función de la potencia, en €/kW, cuyo precio será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso:

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	3.0 A ($P_c > 15$ kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 1. Tabla de cargos en función de la potencia

Tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos fijos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.

a) Un término de cargo variable, en €/kWh, que se aplicará sobre el autoconsumo horario durante el periodo transitorio y se denominará cargo transitorio por energía autoconsumida. El precio del cargo transitorio por energía autoconsumida será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso:

- A partir del 1 de enero de 2016:

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla2. Tabla de cargos por energía autoconsumida

Este término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:

1. Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes,
2. Los pagos por capacidad, y
3. Otros servicios del sistema, diferenciando entre: los asociados a los servicios de ajuste del sistema eléctrico, a excepción del coste de desvíos, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los asociados a la retribución del operador del mercado y del operador del sistema.

Los valores de cada uno de dichos componentes a efectos de facturación y liquidación son los que figuran en el anexo IV de este real decreto, sin perjuicio de la revisión de cada uno de ellos de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en su normativa de desarrollo. La aplicación de estos cargos se realizará, tanto para la modalidad tipo 1 como tipo 2, sobre la energía correspondiente al autoconsumo horario definido anteriormente. No obstante lo anterior, los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del pago del cargo transitorio por energía autoconsumida previsto en este apartado, siempre y cuando no tengan baterías dentro de su instalación.

5.7. Elementos de acumulación

Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

5.8. Disposición transitoria décima elementos de acumulación

Sin perjuicio de lo previsto en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-52 «Instalaciones con fines especiales aprobada mediante el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, para la infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos, hasta la aprobación de la norma de seguridad y calidad industrial que defina las condiciones técnicas y de protección de los elementos de acumulación instalados en las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los elementos de acumulación se instalarán de tal forma que compartan equipo de medida y protecciones con la instalación de generación.

6. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA Y FOTOVOLTAICA

Sin entrar en los aspectos relativos normativa vigente de ahora en adelante, estas son las ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica y de la energía eólica.

Energía solar fotovoltaica

- **Ventajas:** Generación distribuida, no hay emisión de materiales contaminantes, fiabilidad en el funcionamiento (la vida útil normalmente supera los 20 años), costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos, y fácil dimensionamiento de potencia añadiendo paneles solares.
- **Inconvenientes:** Elevado coste del equipo e instalación, se necesita espacio para ubicar los paneles, impacto visual, la generación depende de la radiación solar incidente en el lugar de la instalación y sin luz solar no existe generación.

Energía eólica

- **Ventajas:** Generación distribuida, no hay emisión de materiales contaminantes, conversión eficiente de la energía eólica en energía eléctrica, costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos, fácil desmantelamiento de los aerogeneradores al final de su vida útil (entre 20 y 25 años) y fácil dimensionamiento de potencia añadiendo aerogeneradores.
- **Desventajas:** Elevado coste del equipo e instalación, se necesita un espacio adecuado para la instalación, impacto visual, ruidos, la generación depende de la velocidad del viento y sin una velocidad mínima de este (velocidad de arranque), no existe generación.

7. TIPOS DE INSTALACIONES HÍBRIDAS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y ENERGÍA EÓLICA

En este apartado se muestran algunas de las diferentes configuraciones básicas de instalaciones híbridas de energía solar fotovoltaica con energía eólica.

7.1. Autoconsumo instantáneo

Este tipo de instalación es el más económico y simple, se instalan los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador eólico conectados mediante un regulador a un inversor y este finalmente a red del consumidor. La energía generada se tiene que consumir instantáneamente en la red del consumidor y según el caso, se puede verter a la red eléctrica los excedentes de producción. En el caso de no poder verter a la red eléctrica los excedentes de energía, se deberá instalar un dispositivo que desconecte la instalación de generación de la red del consumidor.

7.1.1. Autoconsumo instantáneo aislado

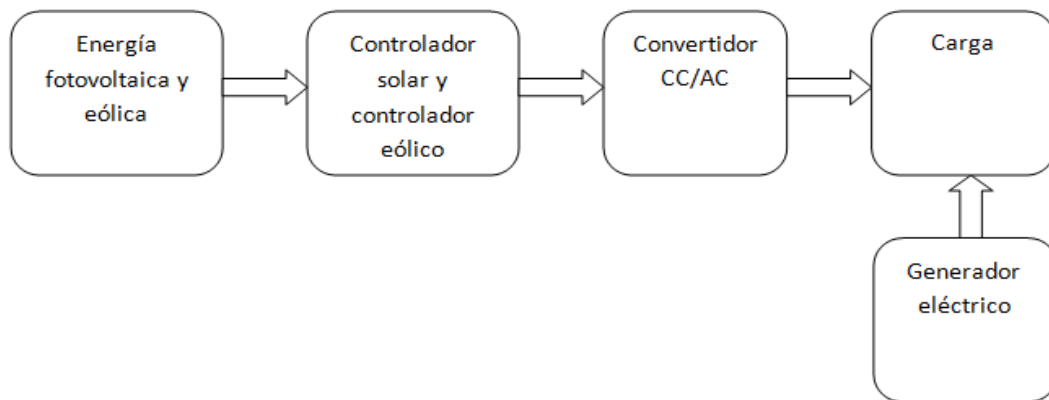


Figura 2. Autoconsumo instantáneo aislado

Este tipo de instalación puede requerir la elaboración de una curva de consumo diario del lugar donde se va a realizar la instalación, la potencia nominal de la instalación no debería de exceder el consumo mínimo constante de esa curva. El motivo es que la producción energética renovable podría producir una sobrecarga en el sistema del consumidor. Este efecto es fácilmente solucionado con un dispositivo de desconexión automática de red. Cuando la producción de las energías renovables no es suficiente para el sistema, el generador eléctrico arranca automáticamente para dar energía a la red del consumidor.

7.1.2. Autoconsumo instantáneo sin vertido a la red eléctrica

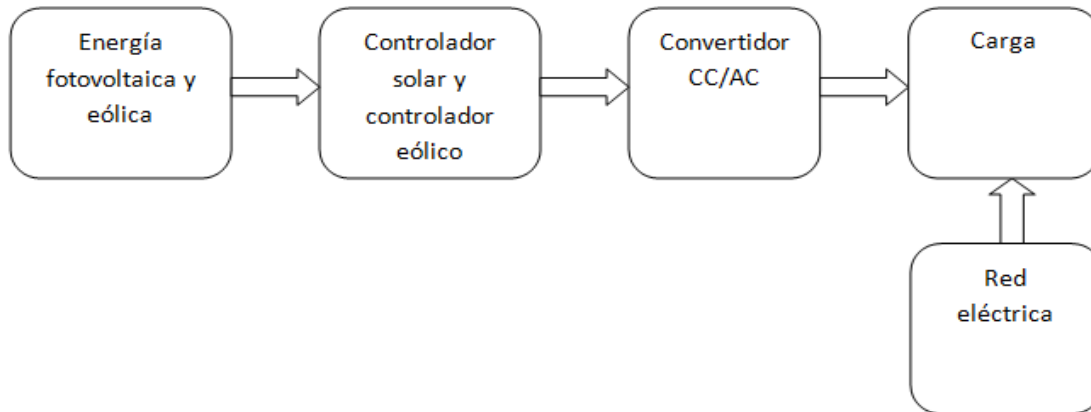


Figura 3. Autoconsumo instantáneo sin vertido a red

Este tipo de instalación es parecido al anterior, la diferencia es el generador es sustituido por la red eléctrica. En las instalaciones sin inyección a red es necesaria la instalación de un dispositivo que imposibilite la aportación energética a esta por parte del consumidor.

7.1.3. Autoconsumo instantáneo con vertido a la red eléctrica

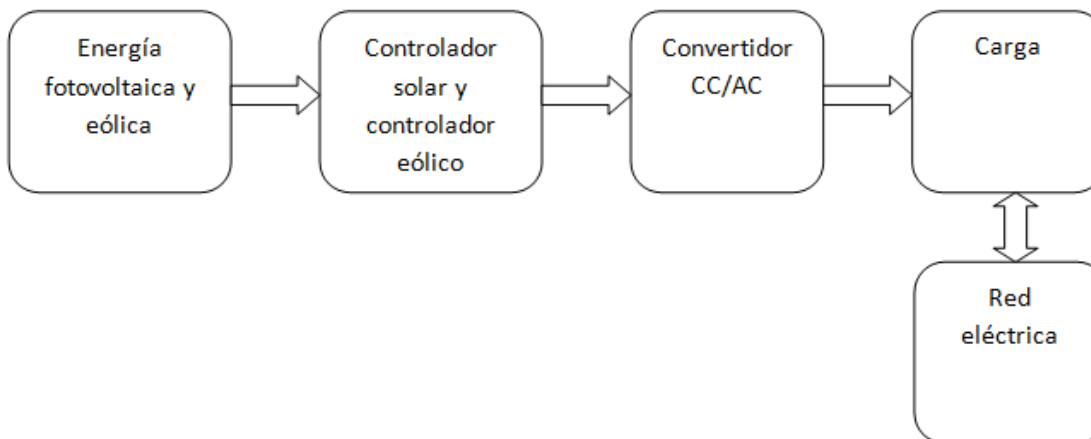


Figura 4. Autoconsumo instantáneo con vertido a red

Este tipo de instalación no es tan delicada como las anteriores para el dimensionado porque los excedentes de energía pueden ser vertidos a la red eléctrica. El diseño de la instalación es parecido al del apartado anterior, solamente se sustituye el elemento que imposibilita el vertido de energía a la línea eléctrica por un contador bidireccional. Este sirve para medir la energía consumida de la compañía eléctrica y la vertida por el consumidor a la misma. Este tipo de instalación permite realizar un balance neto.

7.1.4. Balance neto

El autoconsumo permite que los usuarios puedan generar su propia energía eléctrica, pudiendo compensar la energía consumida de la red eléctrica, con la energía vertida a esta procedente de su red de autoconsumo. La energía vertida en la red eléctrica es remunerada por la compañía y descontada de la factura final del consumidor.

7.2. Autoconsumo con acumulación

Este tipo de instalación añade a las anteriores la posibilidad de almacenar la energía producida mediante la instalación de elementos de acumulación o baterías, para hacerla servir posteriormente si lo requiere la carga.

7.2.1. Autoconsumo con acumulación aislado

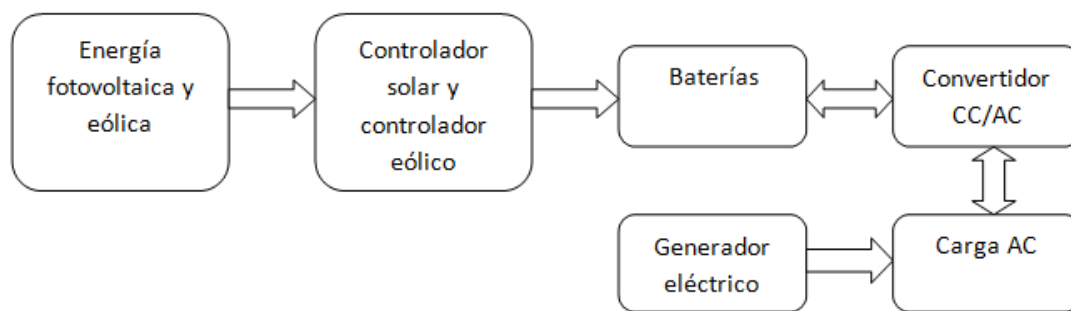


Figura 5. Autoconsumo aislado con acumulación

Este tipo de instalación es el preferido por muchas personas, ya que elimina la dependencia de la red eléctrica. El sistema consta de paneles fotovoltaicos y de una turbina eólica conectados a unas baterías a través de un regulador, estas baterías acumulan la energía que no es consumida instantáneamente y están conectadas a un inversor que está conectado finalmente a la carga o red del consumidor. Como sistema de emergencia por si la carga de la batería descende demasiado o no es suficiente para alimentar la red del consumidor, existe un generador eléctrico que proporciona energía a toda la instalación y puede cargar de nuevo las baterías.

7.2.2. Autoconsumo con acumulación sin vertido a la red eléctrica

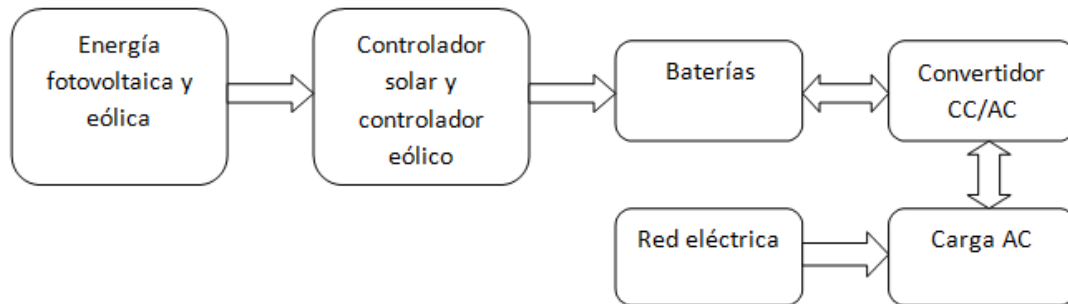


Figura 6. Autoconsumo con acumulación sin vertido a red

Este esquema es similar al anterior, solamente cambia el generador eléctrico por la red eléctrica. En este caso que hay conexión a red pero no hay vertido, es necesario instalar un dispositivo que imposibilite la inyección de energía a la red por parte del consumidor.

7.2.3. Autoconsumo con acumulación con vertido a la red eléctrica

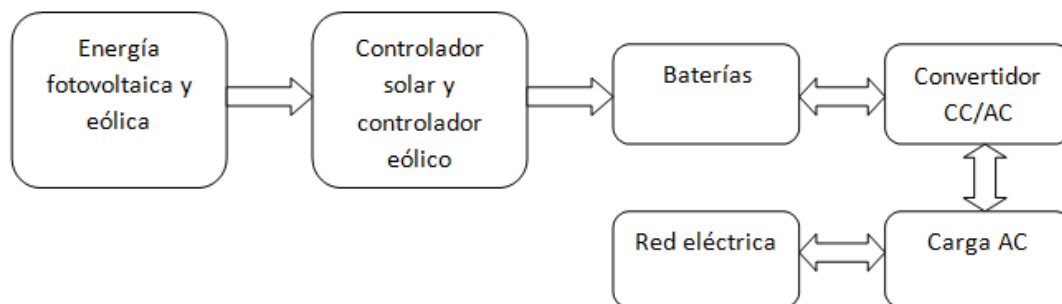


Figura 7. Autoconsumo con acumulación con vertido a red

En esta ocasión sí que se puede verter energía a la red eléctrica, pero es necesaria la instalación de un contador bidireccional para medir la energía vertida a la red eléctrica y la energía consumida. Esta configuración es la más completa de todas gracias al máximo aprovechamiento de las energías renovables. La energía generada por estas se puede almacenar si no es utilizada y se pueden verter los excedentes de energía a la línea eléctrica posibilitando el balance neto. Este es el modelo elegido para el proyecto.

8. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

8.1. Radiación solar

La radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. La radiación incidente en una superficie no es solamente la radiación que le llega directamente del sol, también recibe radiación reflejada y distorsionada por diferentes motivos. La cantidad de cada una dependerá del lugar donde se encuentre ubicada la superficie y de las partículas contenidas en la atmósfera que distorsionan la radiación del sol directa.

- **Radiación directa**, es la irradiancia que proviene directamente del sol.
- **Radiación difusa**, es la que proviene del sol y es dispersada por la atmósfera antes de incidir en la superficie.
- **Radiación reflejada**, es la que proviene reflejada del suelo y otras superficies del entorno.

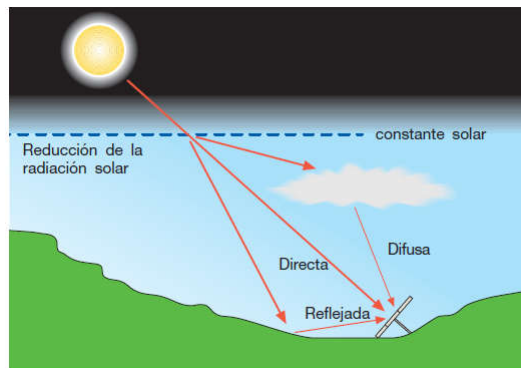


Figura 8. Componentes de la radiación solar

La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar y se mide con el coeficiente de albedo calculado para cada material.

Tipo de superficie	albedo	Tipo de superficie	albedo
Caminos de tierra	0,04	Hormigón desgastado	0,22
Superficies acuosas	0,07	Bosque en otoño, campos	0,26
Asfalto desgastado	0,10	Hierva verde	0,26
Tejados, terrazas y alquitranados	0,13	Superficies oscuras de edificios	0,27
Tierra (arcilla y caliza)	0,14	Hojas secas	0,30
Hierba seca	0,20	Superficies claras de edificios	0,60
Escombros	0,20	Nieve	0,75

Tabla 3. Radiación reflejada

8.2. Datos de irradiación solar

8.2.1. Atlas solar

En la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), se puede encontrar información sobre la irradiancia a nivel estatal y europeo. Datos necesarios para estimar una instalación fotovoltaica. En la figura 9, se puede observar que nuestro país es uno de los mejores para el aprovechamiento de la energía solar en Europa.

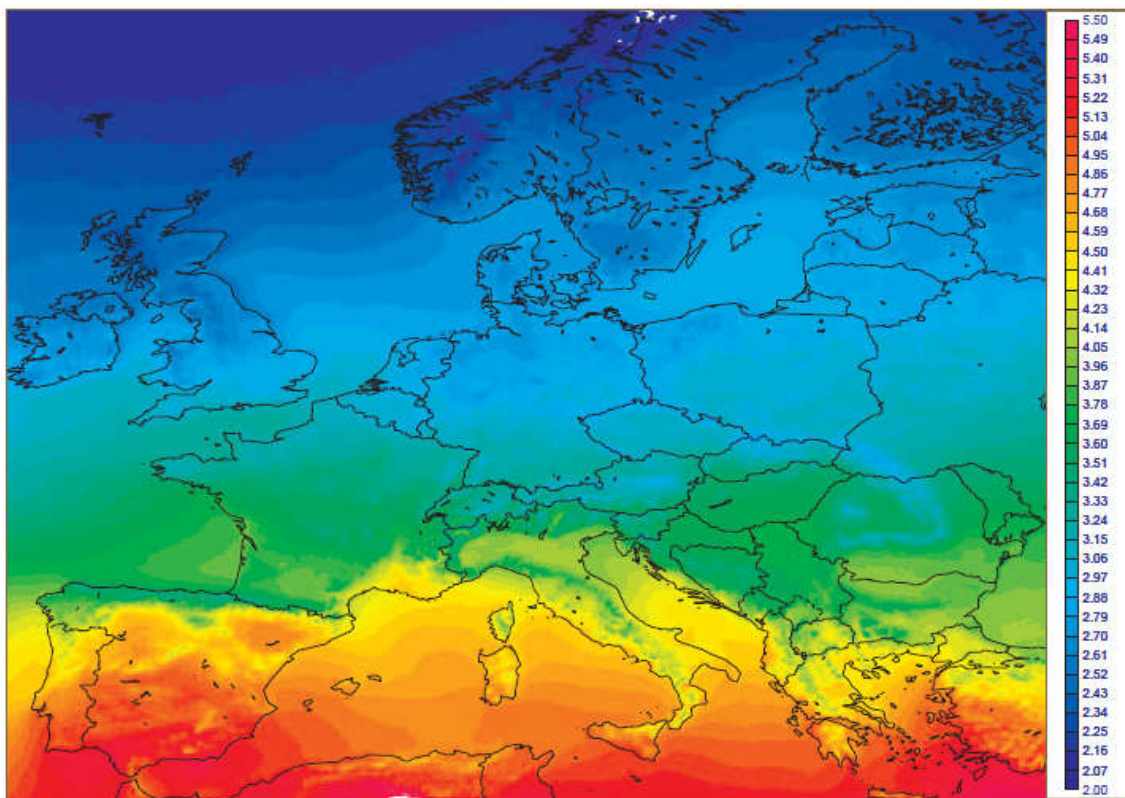


Figura 9. Irradiancia global media en Europa [1983-2005](kWh/m²)

8.2.2. Software PVGIS

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) es un software desarrollado por la comisión Europea y no requiere descarga, se puede operar online. Los datos son universalmente reconocidos y el sistema permite el cálculo del potencial fotovoltaico de cualquier ubicación de Europa, África y Asia del Sur-Oeste. El software está disponible en cinco idiomas Europeos entre los que se encuentra el español, además se puede hacer una estimación de un sistema fotovoltaico autónomo si introducimos los datos de este.

8.3. Funcionamiento de una célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica está compuesta de material semiconductor, y la conversión de luz solar en electricidad es posible gracias al efecto fotovoltaico. Resumiendo el proceso, la luz solar está compuesta por fotones de diferentes energías correspondientes a diferentes longitudes de onda, cuando estos inciden sobre la célula fotovoltaica pueden ser reflejados o absorbidos, cuando son absorbidos, los fotones transfieren su energía a los electrones de los átomos de la célula y gracias a esta energía, los electrones escapan de su posición natural generando una corriente eléctrica.

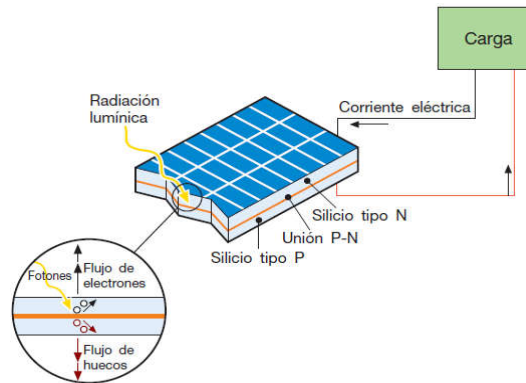


Figura 10. Funcionamiento célula fotovoltaica

8.3.1. Panel solar fotovoltaico

Un módulo solar fotovoltaico está formado por un conjunto de células, los más habituales están formados por 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel solar fotovoltaico. Mediante la asociación de paneles podemos realizar un generador fotovoltaico.

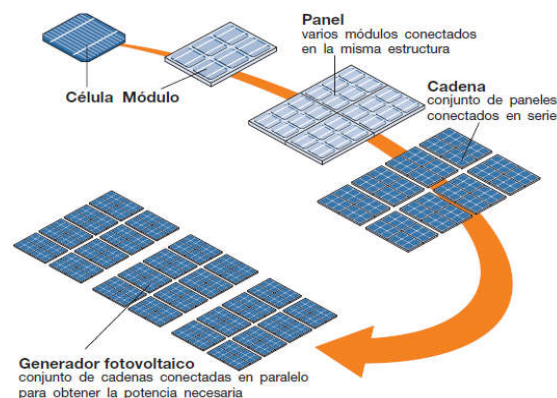


Figura 11. Asociación de células y paneles fotovoltaicos

8.3.2. Asociaciones de células y módulos fotovoltaicos

En el caso de las células fotovoltaicas, se utiliza la asociación de estas para que un panel tenga unos parámetros determinados, y en el caso de los paneles fotovoltaicos, ocurre lo mismo para que una instalación fotovoltaica tenga los parámetros demandados.

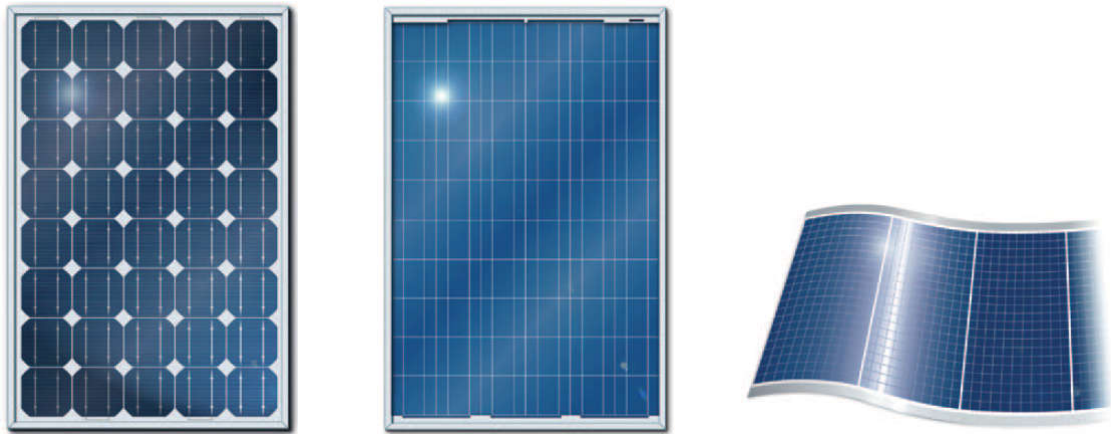
Todas las unidades deberían de tener la misma f.e.m., porque en caso contrario la corriente fluiría de la de más f.e.m. a la de menos, disipándose potencia en forma de calor en las resistencias internas.

- **En serie** se suman las tensiones de todas las unidades conectadas y la intensidad del conjunto será la misma que la de una unidad. La conexión se efectúa del positivo de una célula o panel fotovoltaico, al negativo del siguiente, y así sucesivamente con todas las unidades, el resultado puede medirse del positivo o negativo de la primera al negativo o positivo de la última.
- **En paralelo** ocurre lo contrario, la tensión será la misma que la de una unidad y la intensidad será la suma de intensidades de todo el conjunto. La conexión se efectúa conectando todos los positivos juntos y todos los negativos juntos también de todas las células o paneles fotovoltaicos. El resultado puede medirse entre el positivo y negativo de la asociación.
- **Asociación mixta**, es la mezcla de asociaciones en serie y paralelo de células o paneles fotovoltaicos.

8.3.3. Tipos de paneles fotovoltaicos

Actualmente el silicio cristalino domina el mercado en un 90% por tratarse de una tecnología madura y tener unos costes de fabricación aceptables. Dentro del silicio cristalino encontramos el silicio monocristalino que está formado por un solo cristal de silicio y el silicio policristalino que como su nombre indica, está formado por varios cristales de silicio.

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado como mezclas gaseosas en soportes como vidrio, polímeros y aluminio que le dan consistencia a la mezcla. Los materiales usados son; silicio amorfo, CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio), GaAs (arseniuro de galio), CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indiocobre).

*Figura 12. Panel silicio monocristalino**Panel de silicio policristalino**Módulo de capa fina*

En la figura 12, se pueden ver las diferencias físicas entre las diferentes tecnologías fotovoltaicas. El panel de silicio monocristalino contiene unas células fotovoltaicas homogéneas con el mismo tono porque son de una pieza, el panel de silicio policristalino no tiene células homogéneas, se puede apreciar que las células están compuestas de diferentes tonos porque no son de una única pieza de silicio como las células monocristalinas, y el módulo de capa fina es mucho más fino que un panel solar fotovoltaico de silicio cristalino. A continuación en la tabla 4 se detallan las propiedades de cada una de estas tecnologías.

	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina (silicio amorfo)
η Célula	14% - 17%	12% - 14%	Monocristal 4% - 6% Tándem 7% - 10%
Ventajas	η elevada	Menor coste	Menor coste
	η constante	Producción más simple	Influencia de la temperatura reducida
	Tecnología fiable	Dimensionamiento óptimo	Mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	Mayor energía	Sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	Mayores dimensiones
	Cantidad necesaria para la producción		Coste de estructura y tiempo de montaje

Tabla 4. Características de las principales tecnologías

Existen tecnologías con eficiencias entre el 25 y 30% como la tecnología GaAs (Compuesto de galio y arsénico), esta tecnología tiene unos costes elevados y principalmente se utiliza para aplicaciones espaciales por la reducción de peso y superficie que supone la utilización de esta tecnología. En la tabla 5 se pueden las características junto a las CdTe y CIS.

	GaAs (arseniuro de galio)	CdTe (Telururo de cadmio)	CIS (Aleación de seleniuro de indio - cobre)
η Célula	32,5%	11%	12%
Ventajas	Gran resistencia a altas temperaturas (adecuado para concentradores)	Bajo coste	Muy constante
Desventajas	Toxicidad Disponibilidad de materiales	Toxicidad Disponibilidad de materiales	Toxicidad

Tabla 5. Características de las principales tecnologías

8.3.4. Pérdidas

La energía solar fotovoltaica aprovecha una cantidad mínima de la radiación solar recibida, esto es debido a las diferentes longitudes de onda de la luz que no pueden ser captadas por la célula fotovoltaica, el gradiente eléctrico, resistencia a la conducción y pérdidas por reflexión.

Este apartado de pérdidas, hace referencia a los agentes externos que disminuyen aun más la eficiencia del panel fotovoltaico.

- **Pérdidas por sombras**, son aquellas generadas por la sombra los arboles, hojas caídas, chimeneas, nubes, suciedad u otros paneles fotovoltaicos instalados demasiado cerca unos de otros. La sombra provoca que las células dejen de producir energía, convirtiendo a estas en una carga pasiva que pone en peligro toda la producción del panel fotovoltaico. Para evitar esto, el panel fotovoltaico tiene integrados unos bypass con diodos en sus células para asegurar la producción aunque existan células dañadas o con sombra. Lógicamente el panel perderá eficiencia si no trabaja con todas sus células fotovoltaicas. Estas causas obligan a realizar un mantenimiento para tener los paneles fotovoltaicos en las mejores condiciones posibles si no se quiere que baje el rendimiento de la instalación.

- **Perdidas por irradiancia**, son aquellas que ocurren cuando esta disminuye, la corriente generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima como se muestra en la figura 13.

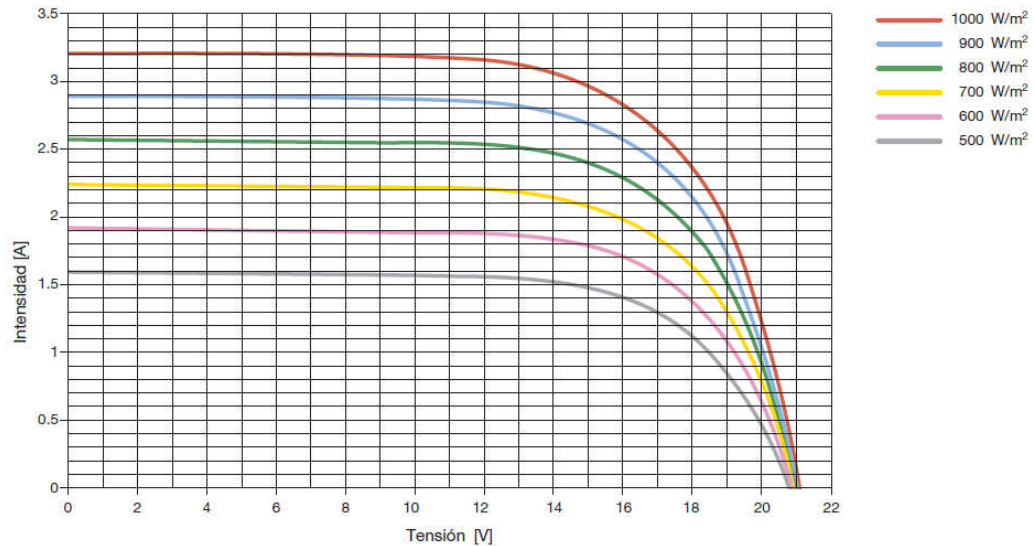


Figura 13. Gráfico V – I para diferentes valores de Irradiancia

- **Perdidas por temperatura**, son las ocurridas cuando la temperatura del panel solar aumenta, en este caso la intensidad permanece prácticamente inalterada, mientras la tensión cae como se puede ver en la figura 14.

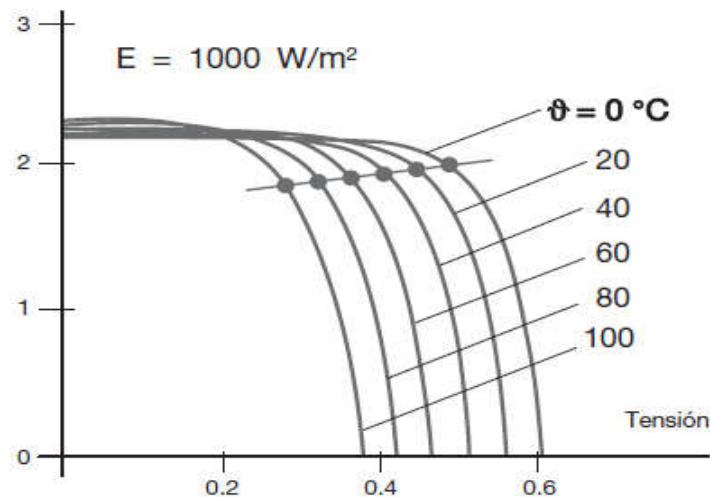


Figura 14. Gráfico V – I para diferentes valores de temperatura

- **Perdidas por inclinación y azimut del panel fotovoltaico**, son aquellas ocurridas por la no incidencia a 90° de los rayos solares en el panel fotovoltaico. La incidencia de la radiación solar varía con la latitud y con la declinación solar durante el año como muestra la figura 15.

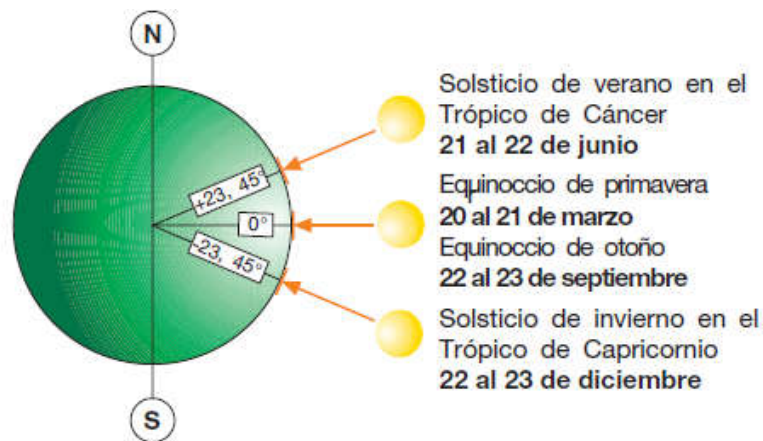


Figura 15. Declinación solar anual

Existen paneles fotovoltaicos provistos de un soporte con seguimiento solar que les permite obtener en todo momento la máxima irradiación posible, pero si el panel solar se encuentra en un soporte estático, normalmente se orienta al sur. El ángulo de inclinación del panel fotovoltaico estará entre la máxima altura del sol alcanzada en verano y la mínima alcanzada en invierno, dependiendo si se quiere una inclinación para un periodo determinado o se quiere una inclinación media para todo el año.

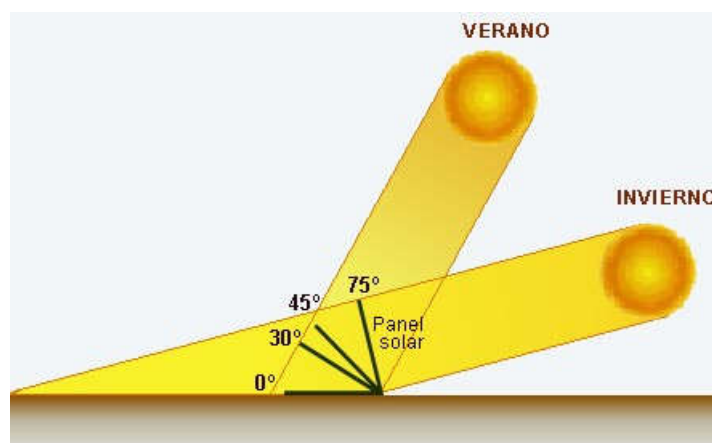


Figura 16. Altura del sol y panel fotovoltaico

Para un uso anual se tiende a escoger un valor de altura aproximado a la latitud para que exista mejor captación en invierno que en verano.

De todas formas existe una ecuación que permite el cálculo del valor de la inclinación óptima en función de la latitud del lugar.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$$

- β_{opt} = Angulo de inclinación optima.
- $|\varphi|$ = Latitud del lugar en valor absoluto.

Finalmente para terminar con el apartado de perdidas, el sol sale por el este y se pone por el oeste, alcanzando su máxima altura al medio día tal y como muestra la figura 17.

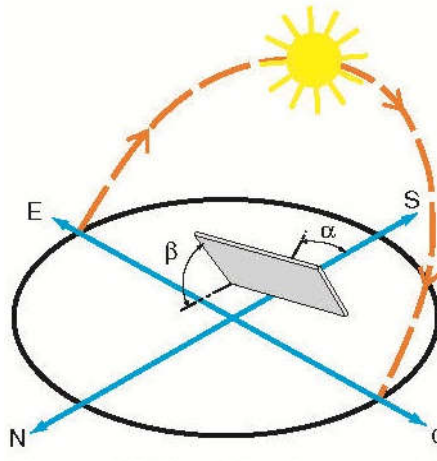


Figura 17. Altura del sol según la hora del día

8.4. Definiciones

A continuación se dan unas definiciones para una mayor comprensión de la energía solar fotovoltaica.

8.4.1. Radiación solar

- **Radiación total**, es el resultado de la radiación directa, difusa y reflejada.
- **Radiación global**, es cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal y no se tiene en cuenta la reflejada. Solamente cuenta la radiación directa y difusa.
- **Irradiancia solar**, es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie. Se mide en $[\text{kW}/\text{m}^2]$.
- **Irradiación solar**, es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado. Se mide en $[\text{kWh}/\text{m}^2]$, o bien en $[\text{MJ}/\text{m}^2]$.
- **Azimut solar**, es el ángulo de giro del sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección sobre dicho plano tomando el sur como origen.
- **Declinación solar**, es el ángulo entre la línea Sol-Tierra y el plano ecuatorial celeste (proyección del ecuador terrestre).
- **Cenit**, es el punto más alto en el cielo con relación al observador y se encuentra justo sobre la cabeza de este (90°).
- **Altura solar**, es el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal.

8.4.2. Generadores fotovoltaicos

- **Célula solar o fotovoltaica**, es el dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.
- **Célula de tecnología equivalente (CTE)**, es la célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.
- **Módulo o panel fotovoltaico**, es el conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- **Rama fotovoltaica**, es un subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con un voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- **Generador fotovoltaico**, es una asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- **La fuerza electromotriz (FEM)**, es toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto o de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado.

- **Condiciones estándar de medida (CEM) o (STC)**, son las condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000W/m²
 - Distribución espectral: AM 1.5 G
 - Temperatura de la célula: 25 °C
- **AM o Masa de Aire**, es una medida de la distancia que recorre la radiación al atravesar la atmósfera y que varía según el ángulo de incidencia, siendo θ el ángulo de incidencia del rayo del Sol en la vertical del lugar, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}$$

- **Potencia de pico**, es la potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- **TONC o NOCT**, es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento 1 m/s.
- **V_{OC}**, es la tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico.
- **I_{SC}**, es la intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico.
- **V_{mp}**, es la tensión a la que se obtiene la máxima potencia del panel fotovoltaico.
- **I_{mp}**, es la intensidad a la que se obtiene la máxima potencia del panel fotovoltaico.
- **P_{mpp}**, es la potencia máxima del panel fotovoltaico.
-

8.4.3. Instalación

- **Instalación fotovoltaica** es aquella que dispone de los módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- **Potencia nominal del generador** es la suma de potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- **Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal** es la suma de la potencia nominal especificada por el fabricante de los inversores en condiciones nominales de funcionamiento.
- **Convertidor DC/DC** es un convertidor de corriente continua en corriente continua, se hace servir para regular la tensión.
- **Ondulador o inversor** es un convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

9. SOFTWARE DE CONTROL

En la introducción, se puede ver que el buen funcionamiento de la energía solar fotovoltaica depende de muchos factores, algunos de ellos como las sombras se pueden solucionar con un buen diseño en la instalación de los paneles fotovoltaicos, y otros como la suciedad se pueden solucionar con un buen mantenimiento de estos.

El resto de factores como la variación de irradiancia y temperatura, provocan cambios en la potencia del panel fotovoltaico que no son de tan fácil solución como los anteriores, solamente se puede intentar reducir su efecto con un software de control que maximice la potencia en todo momento porque un panel fotovoltaico es incapaz de encontrar por sí mismo el punto de máxima potencia.

En este apartado, se simulará en Simulink un panel fotovoltaico real del mercado en un para observar su respuesta ante las variaciones de irradiancia y temperatura. Más tarde, se le introducirá el control propuesto de MPPT para observar el funcionamiento de este.

9.1. Modelización de una célula fotovoltaica

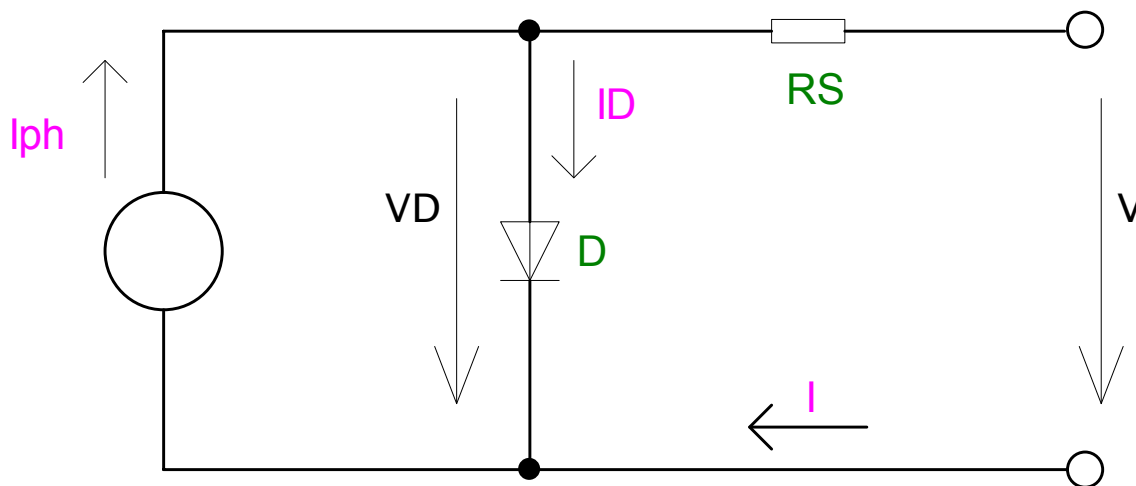


Figura 18. Modelo eléctrico de una célula fotovoltaica

Ecuaciones matemáticas realizando la primera ley de Kirchhoff:

$$0 = I_{ph} - I_D - I$$

$$I_D = I_o \cdot (e^{V_D \cdot \alpha} - 1)$$

$$V_D = R_S \cdot I + V$$

Finalmente:

$$0 = I_{ph} - I_o \cdot (e^{(R_S \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1) - I$$

Donde:

I_o = Corriente inversa de saturación del diodo cuando no hay luz.

$$\alpha = \frac{n \cdot k \cdot T}{q}$$

q = Valor absoluto de la carga del electrón.

k = Constante de Boltzmann.

T = Temperatura absoluta (K).

n = Factor de idealidad del diodo, número entre 1 y 2.

A 300K, $k \cdot \frac{T}{q} = 25.85V$ (Thermal voltage).

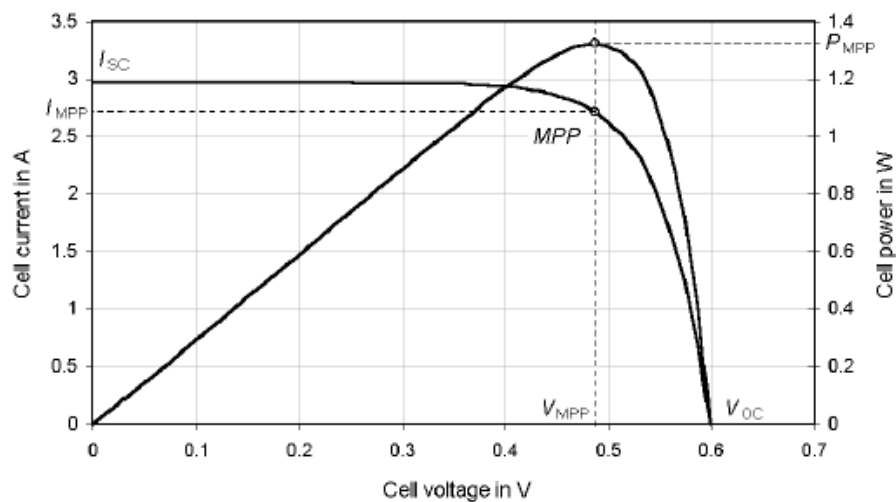


Figura 19. Estimación de parámetros

$$P = V \cdot I = V \cdot \left(I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right) \right)$$

$$\frac{dP}{dV} = \left(I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right) \right) + V \cdot \frac{dI}{dV}$$

$$\frac{dI}{dV} = \frac{I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right)}{1 + R_s \cdot I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right)}$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 = \left(I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right) \right) + \frac{V \cdot I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right)}{1 + R_s \cdot I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I + V) \cdot \alpha} - 1 \right)}$$

Aplicamos valores:

- $V = 0, I = I_{sc}$

$$0 = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I_{sc}) \cdot \alpha} - 1 \right) - I_{sc}$$

- $I_{sc} = 0, V = V_{oc}$

$$0 = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(V_{oc}) \cdot \alpha} - 1 \right)$$

- $I_{sc} = I_{MPP}, V = V_{MPP}$

$$0 = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I_{MPP} + V_{MPP}) \cdot \alpha} - 1 \right) - I_{MPP}$$

- En el MPP, la potencia de salida es un máximo y su derivada es igual a cero.

$$0 = \left(I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{(R_s \cdot I_{MPP} + V_{MPP}) \cdot \alpha} - 1 \right) \right) + \frac{V_{MPP} \cdot I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I_{MPP} + V_{MPP}) \cdot \alpha} - 1 \right)}{1 + R_s \cdot I_o \cdot \alpha \cdot \left(e^{(R_s \cdot I_{MPP} + V_{MPP}) \cdot \alpha} - 1 \right)}$$

9.2. Panel fotovoltaico

Para modelar el panel fotovoltaico, se han escogido los datos reales de un panel fotovoltaico de tipo monocristalino existente en el mercado. Se ha escogido esta tecnología por ser la más eficiente a un precio razonable, también se ha escogido el modelo con mayor potencia de la gama para reducir el número de paneles fotovoltaicos en una supuesta instalación fotovoltaica.

El panel es de la marca Isofotón, modelo ISF-225, del cual se detallan las características en la tabla 6 y se incluyen el resto de datos en la ficha técnica contenida el anexo final.

Potencia nominal (P_{max})	225 W
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	33,9 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,86 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{max})	27,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{max})	8,14 A

Tabla 6. Características estándar panel fotovoltaico

9.3. Modelo de panel solar fotovoltaico Matlab/Simulink

En la figura anterior, se puede ver una parte del diagrama de bloques de la célula solar fotovoltaica. Dentro de este subsistema se encuentran todos los bloques necesarios para obtener los resultados gráficos mostrados más adelante.

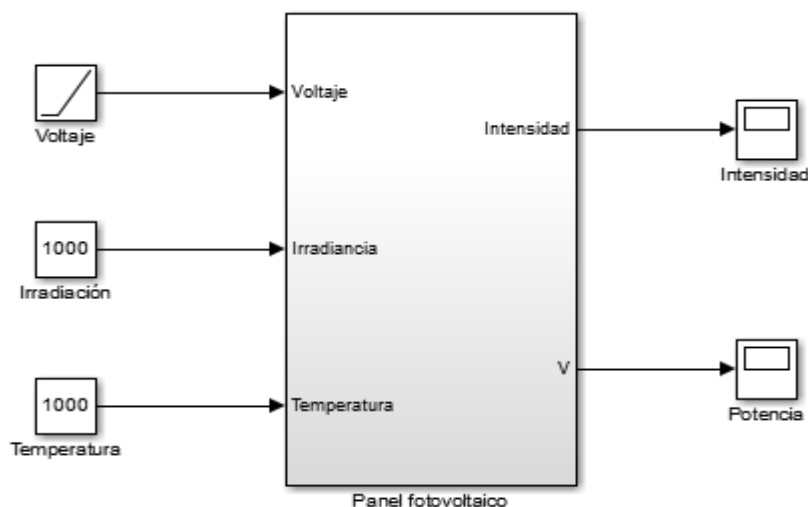


Figura 20. Modelo simulink de panel solar fotovoltaico

9.3.1. Efectos ambientales sobre el panel fotovoltaico

En los paneles fotovoltaicos revisados para este proyecto, se han hallado en la documentación tablas como las de la tabla 6 en condiciones STC y TONC, solamente en algunas documentaciones se han encontrado curvas de V-I para diferentes temperaturas, curvas V-I para diferentes irradiancias y curvas V-I, V-P para diferentes irradiancias.

A continuación, se muestran todas las curvas del panel fotovoltaico simulado con diferentes temperaturas e irradiancias.

- **Efecto de la temperatura en el panel fotovoltaico**

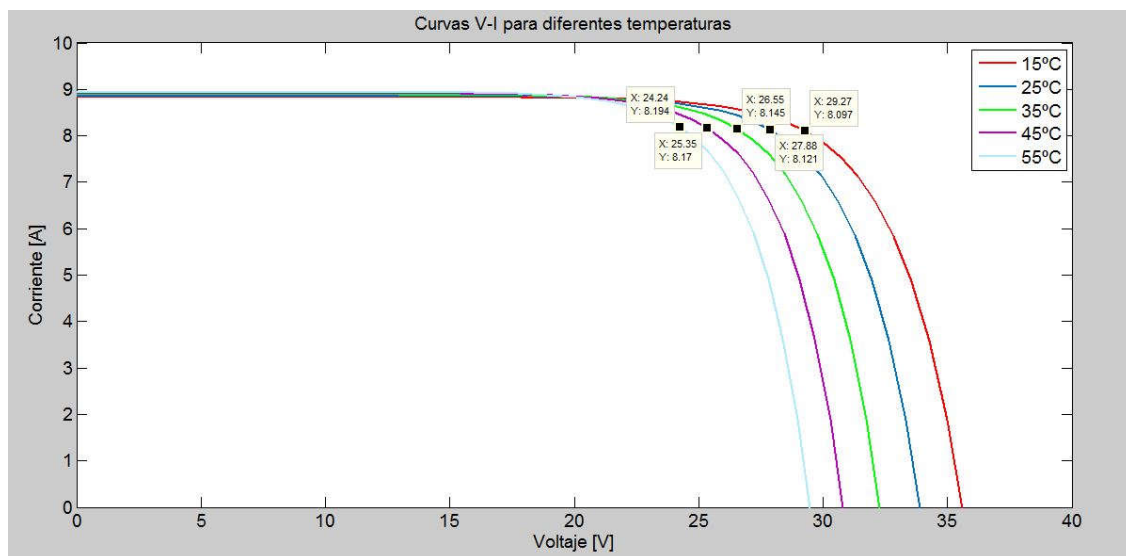


Figura 21. Curva V-I para diferentes temperaturas con irradiancia 1000W/m^2 , AM 1.5G

En la figura 21, se observa que realmente la temperatura afecta más a la tensión que a la intensidad del panel fotovoltaico. Los valores de la curva de color azul son los que corresponden a los valores STC, por tanto son valores de intensidad máxima de cortocircuito y de tensión máxima de circuito abierto en las puntas de la curva.

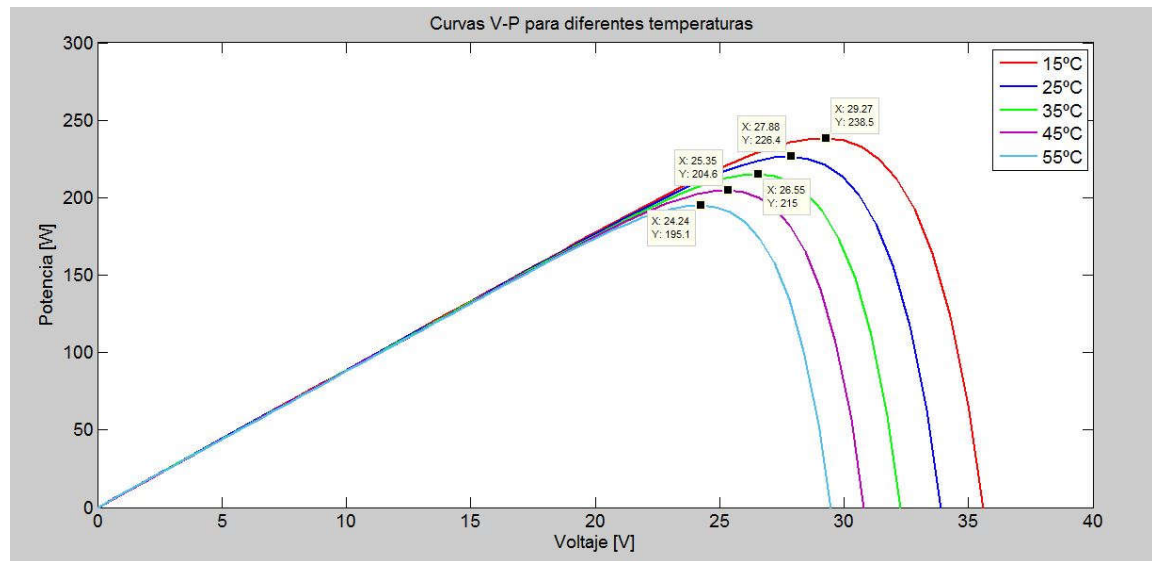


Figura 22. Curva V-P para diferentes temperaturas con irradiancia 1000W/m^2 , AM 1.5G

En la figura 22, se observa que la potencia del panel fotovoltaico se ve afectada por la temperatura porque esta es el resultado del producto de la intensidad que varía poco y la tensión que varía bastante con la temperatura del panel fotovoltaico. De nuevo la curva azul muestra la potencia máxima del panel en condiciones STC.

- Efecto de la irradiancia en el panel fotovoltaico**

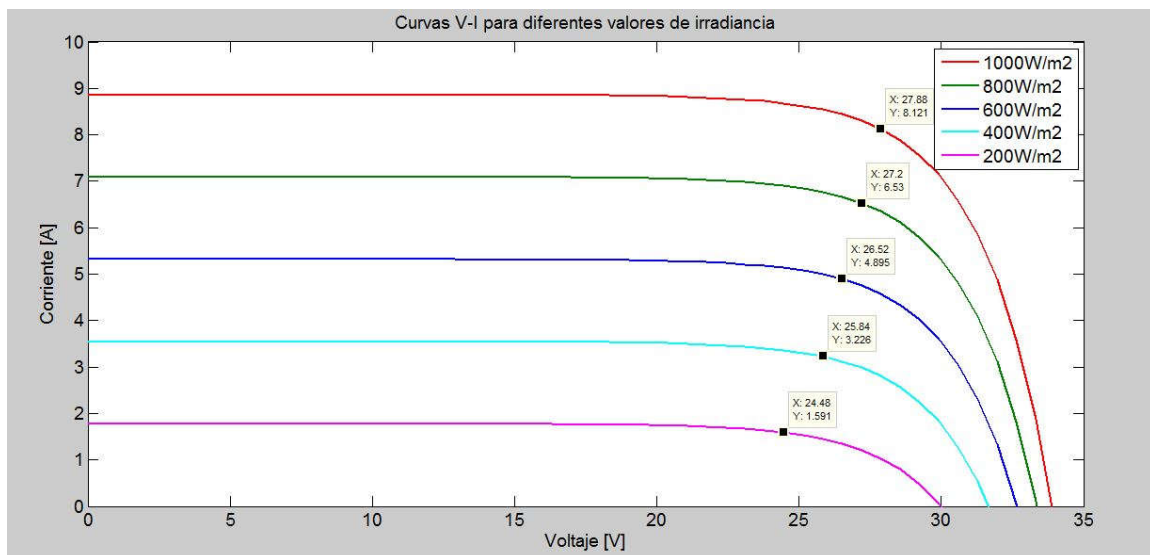


Figura 23. Curva V-I para diferentes irradiancias con temperatura de 25°C , AM 1.5G

En la figura 23, se observan unas curvas muy parecidas a las de la figura 12 (gráfico V-I para diferentes valores de Irradiancia), esto demuestra que los valores de irradiancia e intensidad varían proporcionalmente.

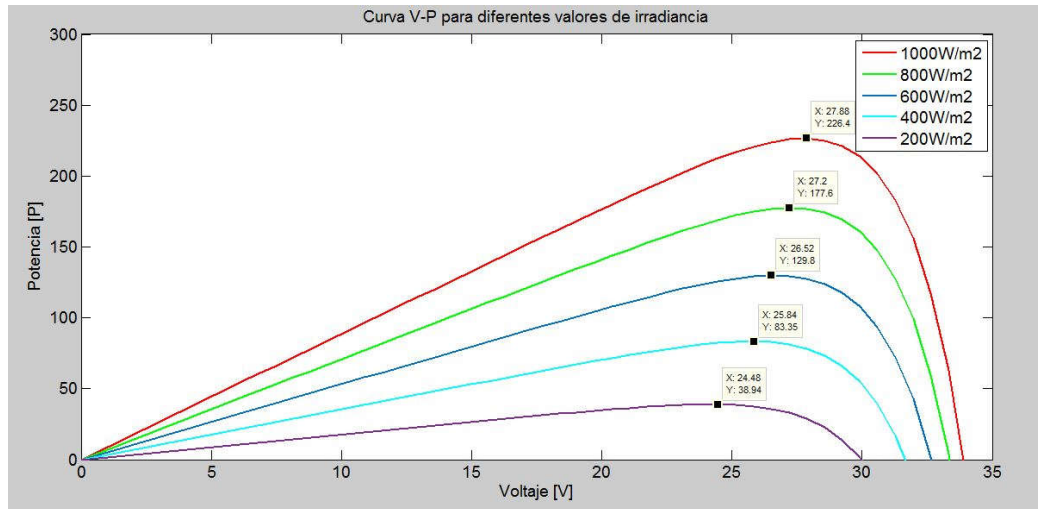


Figura 24. Curva V-P para diferentes irradiancias con temperatura de 25°C, AM 1.5G

En la figura 24, se observa la variación de la potencia del panel fotovoltaico respecto a los cambios de irradiancia. Si comparamos la influencia de la irradiancia y la temperatura en un panel fotovoltaico, está claro que la irradiancia tiene un mayor peso en las variaciones de parámetros de salida de este, pero el panel fotovoltaico tiene variaciones constantes de los dos parámetros y por eso debe de ser controlado para su óptimo funcionamiento.

9.3.2. Curvas V-I, V-P de un panel fotovoltaico

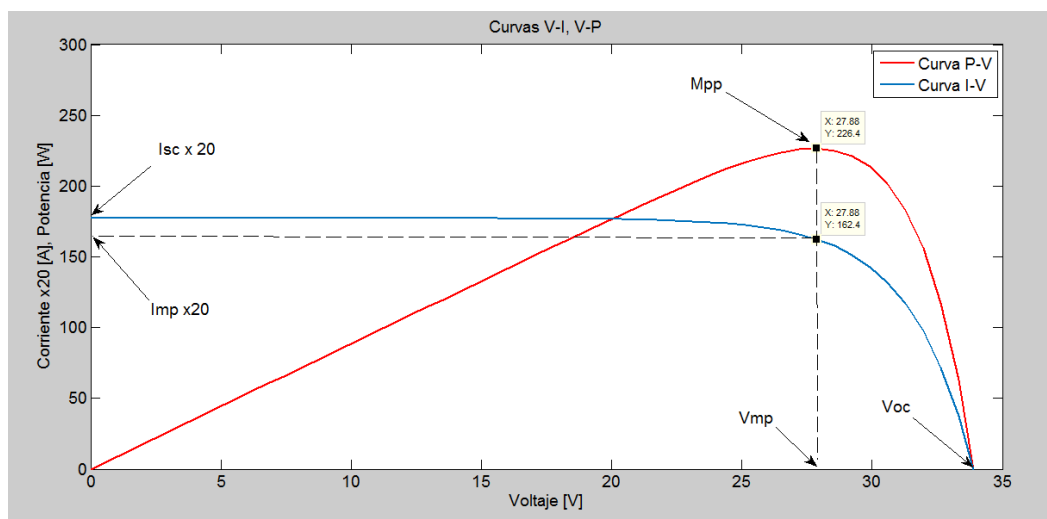


Figura 25. Curvas V-I, V-P para valores STC (irradiancia de 1000W/m², temperatura de 25°C y AM 1.5G)

En la figura 25, se observa la combinación de todos los datos de las graficas anteriores para unas condiciones STC del panel fotovoltaico. En color rojo la curva V-P y en color azul la curva V-I. El valor de la intensidad se ha multiplicado por 20 para que la curva tuviera un tamaño aceptable en la gráfica.

9.4. Seguidor del punto de máxima potencia

También llamado MPPT (maximum power point tracker), se trata de un algoritmo de control que se ocupa de maximizar en todo momento la potencia entregada por el panel fotovoltaico.

Existen de muchos tipos de algoritmos de control para seguir el punto de máxima potencia, uno de los más utilizados es el algoritmo de control de perturbación y observación (P&O), que ha sido el elegido para este proyecto por su simplicidad y probada eficacia.

9.4.1. Algoritmo de control de perturbación y observación

Este algoritmo de control, actúa realizando una perturbación y observando el resultado de esa perturbación, el proceso es constante y de esta forma puede ajustar la potencia máxima rápidamente ante cualquier variación de los parámetros del panel fotovoltaico.

9.4.2. Funcionamiento

Como se muestra en la figura 26, partiendo de un punto A, el control incrementará la potencia y la tensión hasta el punto B, y comparará las potencias obtenidas en los dos puntos. Si $B > A$, el control volverá a incrementar la potencia y la tensión hasta el siguiente punto, y comparará de nuevo las potencias entre esos dos puntos. Esta acción se repetirá hasta que la potencia actual sea mayor que la nueva potencia.

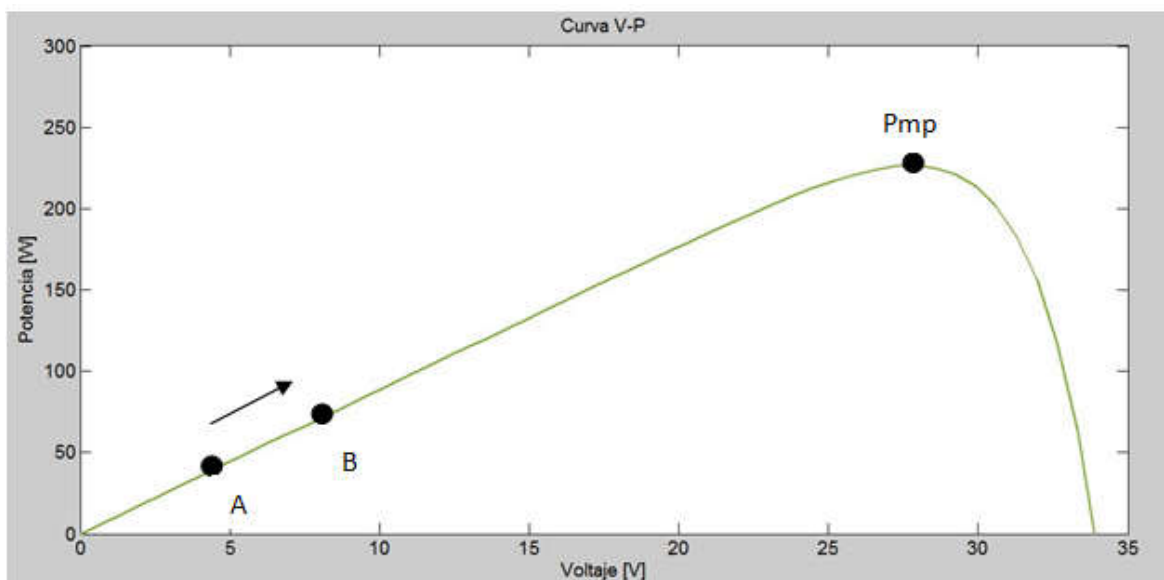


Figura 26. Control de potencia máxima

En la figura 27, partiendo de un punto A, el control aumentará la potencia y reducirá la tensión hasta el punto B, y comparará las potencias obtenidas en los dos puntos. Si $B > A$, el control volverá a aumentar la potencia y a reducir la tensión hasta el siguiente punto, y comparará de nuevo las potencias entre esos dos puntos. Esta acción se repetirá hasta que la potencia actual sea mayor que la nueva potencia.

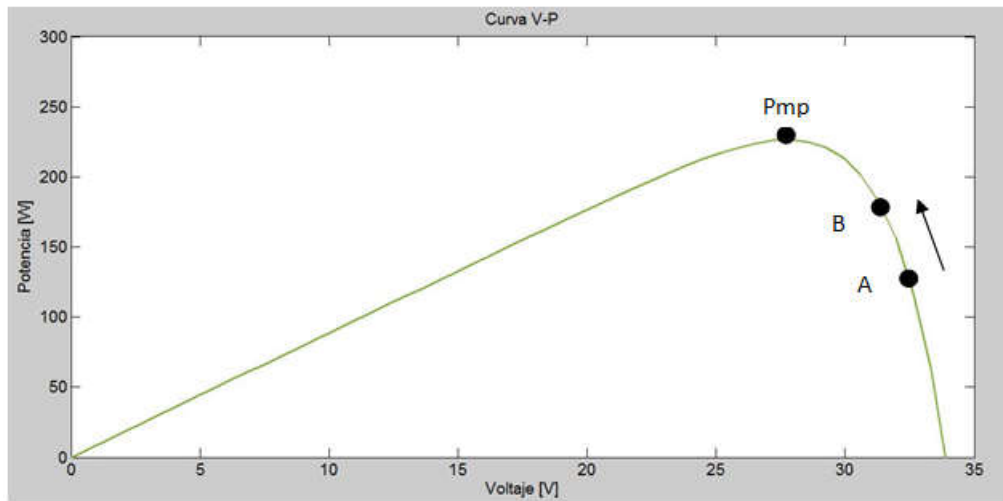


Figura 27. Control de potencia máxima

En la figura 28, Partiendo del punto A, se llega al punto Pmp (punto de máxima potencia), y su potencia es comparada con la potencia del punto A, como la potencia del punto Pmp es mayor, el control se desplazará hasta el punto B, y comparará si $B > Pmp$, en este caso no se cumple la condición, la potencia en el punto B es menor que la potencia en el punto Pmp. El control aumentará la potencia y disminuirá la tensión para ir al punto A de nuevo, creándose un bucle entre A y B desde el punto Pmp hasta que varíe el punto de máxima potencia.

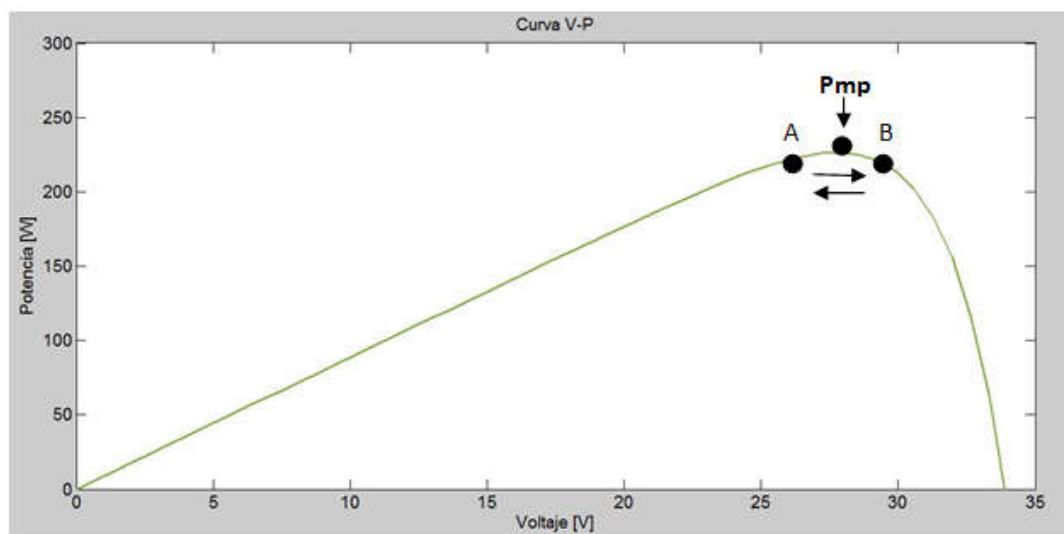


Figura 28. Control de potencia máxima

En la figura 29, se ha simulado el procedimiento explicado para una mejor comprensión. En esta figura, se puede ver claramente cómo va subiendo la potencia realizando escalones y como entra en bucle cuando consigue llegar al punto de máxima potencia. El tamaño de los escalones se puede reducir para que el control sea más preciso o se puede aumentar para que sea más rápido, pero será menos preciso cuanto más grande sea el escalón.

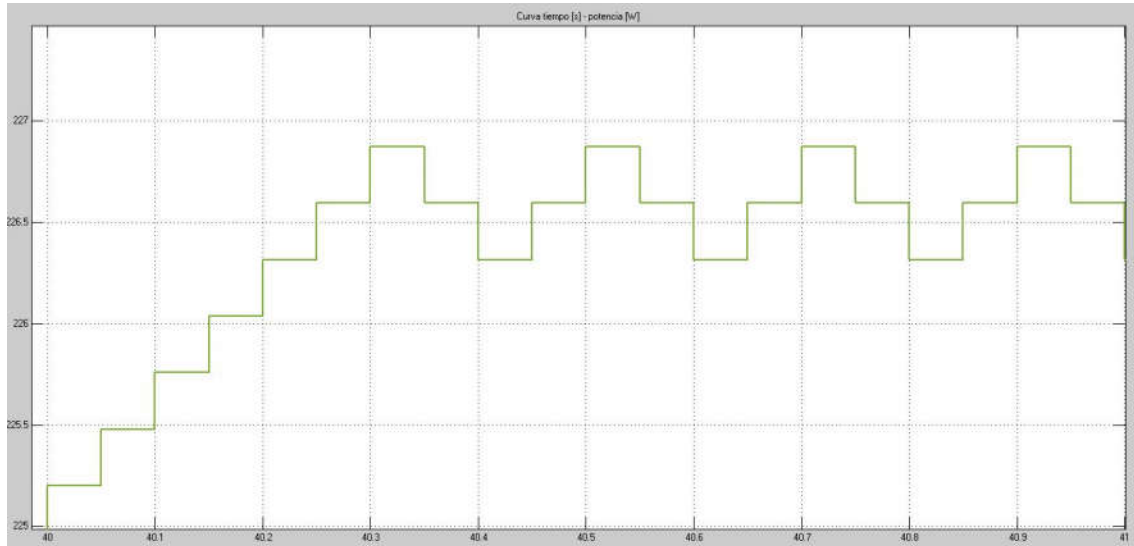


Figura 29. Curva tiempo – potencia panel fotovoltaico (detalle)

En la figura 30, se muestra la curva de potencia de un panel fotovoltaico con control de Mppt, puede observarse que el control va aumentando la potencia hasta que llega al punto máximo, y se mantendrá allí hasta que ocurra una nueva variación en los parámetros del panel fotovoltaico para ajustar de nuevo el punto de máxima potencia.

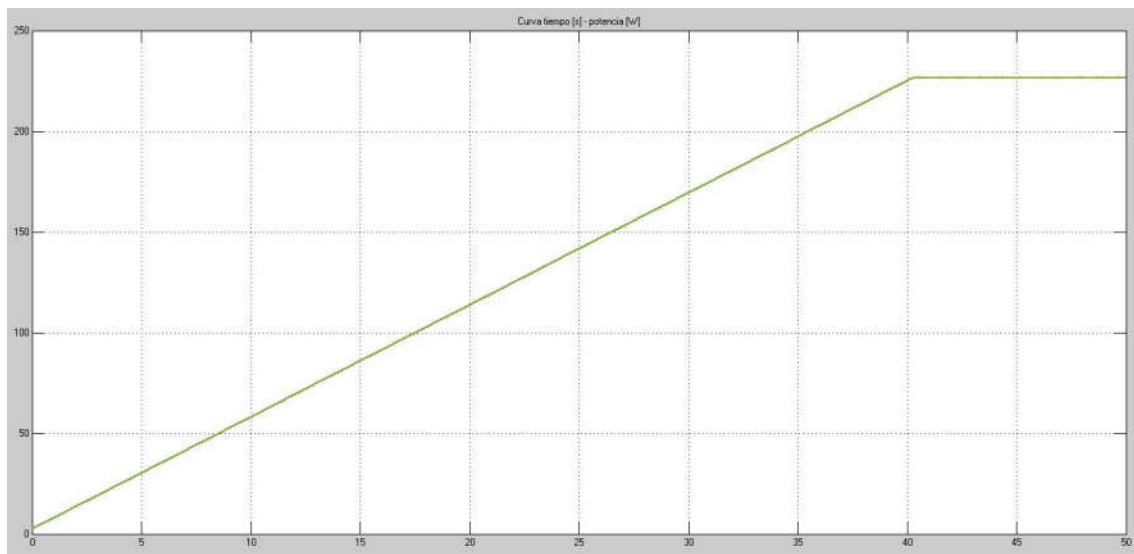


Figura 30. Curva tiempo – potencia de un panel fotovoltaico con control de máxima potencia

9.4.3. Diagrama de flujo del control de perturbación y observación

En la figura 31, se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de control utilizado para el seguidor de control de máxima potencia o MPPT.

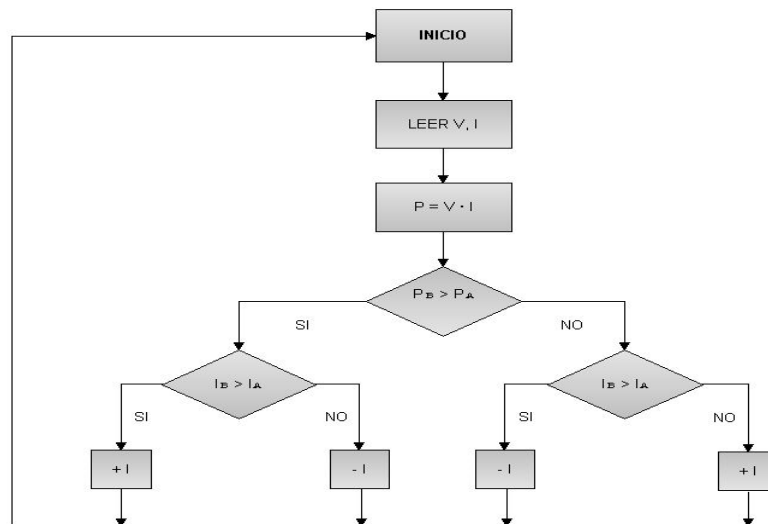


Figura 31. Diagrama de flujo P&O

9.5. Regulador de carga

El regulador de carga es el elemento de la instalación que se ocupa de regular la potencia aportada por el panel fotovoltaico para que esta sea la máxima posible en todo momento, además de evitar sobrecargas y sobredescargas en la batería.

En este proyecto se ha estudiado el algoritmo de control de MPPT por ser el más eficiente en la gestión de la potencia aportada por los módulos fotovoltaicos, pero también existen otros reguladores de carga como los controlados por PWM (pulse with modulation).

9.5.1. Regulador de carga PWM

Este control de modulación por ancho de pulsos, realiza la conexión entre los paneles fotovoltaicos y las baterías, esto hace trabajar a toda la instalación a la tensión de estas, perdiendo de vista el punto de máxima potencia por parte de los paneles fotovoltaicos.

El regulador PWM es capaz de llenar por completo la batería gracias a que introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación, fase de llenado último de la batería. Así, la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable.

El sistema de PWM es más económico que el sistema de MPPT, y se utiliza para pequeñas instalaciones, para el resto de instalaciones se usa habitualmente el regulador de MPPT.

9.5.2. Regulador de carga MPPT

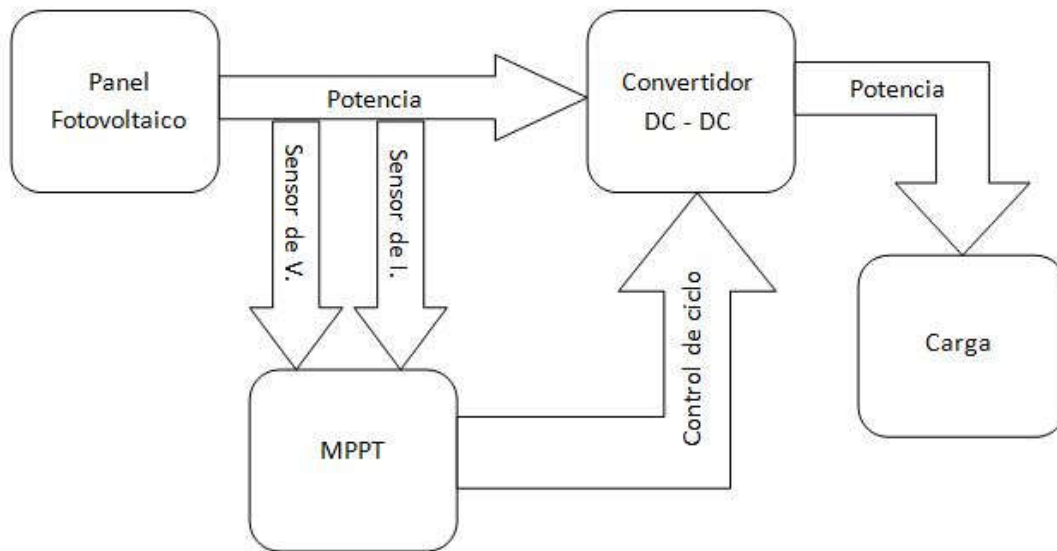


Figura 32. Regulador de carga con seguidor del punto de máxima potencia o MPPT

En la figura 31, se observa como entran los valores de tensión e intensidad dentro del control de MPPT, y de este sale una señal de control hacia un convertidor de corriente continua a corriente continua, conocido por CC/CC o DC/DC. Este elemento, gracias a la señal de control enviada por el algoritmo de MPPT, es el que se ocupa de mantener el punto de máxima potencia en su salida.

9.5.3. Convertidores CC/CC

Existen muchos tipos de convertidores CC/CC, y los más utilizados para son los siguientes:

- **El convertidor CC/CC reductor o buck**, tiene la particularidad de que la tensión de salida no puede ser mayor que la entrada.
- **El convertidor CC/CC elevador o boost**, tiene la particularidad de que la tensión de salida no puede ser menor que la entrada.
- **El convertidor reductor-elevador o buck-boost**, sí que puede subir y bajar la tensión respecto a su entrada, convirtiéndolo en un elemento de control de tensión más versátil que sus compañeros, pero con menos eficiencia a tener ambos circuitos.

A continuación se explicará el funcionamiento del convertidor reductor que es el más utilizado en reguladores de carga.

9.5.4. Convertidor CC/CC reductor o Buck

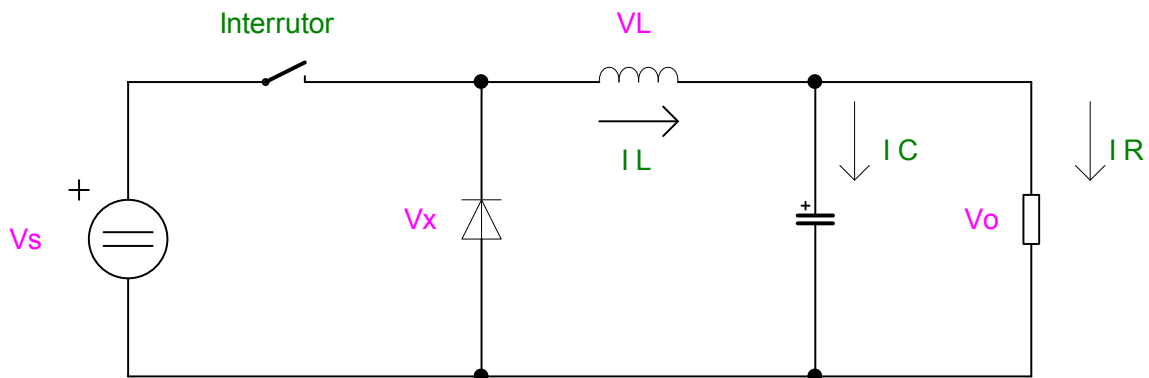


Figura 33. Convertidor CC/CC reductor

El convertidor CC/CC reductor es un convertidor conmutado, el interruptor en realidad es un transistor del tipo BJT, Mosfet o IGBT en corte o en saturación a velocidades altas, y la tensión de salida dependerá del tiempo que esté cerrado el interruptor durante un periodo de tiempo, este periodo de tiempo viene definido por el ciclo de trabajo. La eficiencia de este dispositivo ronda el 95% y normalmente queda un pequeño rizado residual en la salida.

1. Análisis del circuito con el interruptor cerrado

Cuando el interruptor está cerrado, el diodo está polarizado en inversa y es como si no estuviera en el circuito.

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L} \text{ (interruptor cerrado)}$$

Como la derivada de la corriente es una constante positiva, la corriente aumenta linealmente. La variación de corriente cuando el interruptor está cerrado se calcula modificando la fórmula anterior.

$$(i_L)_{\text{cerrado}} = \left(\frac{V_s - V_o}{L} \right) \cdot D \cdot T$$

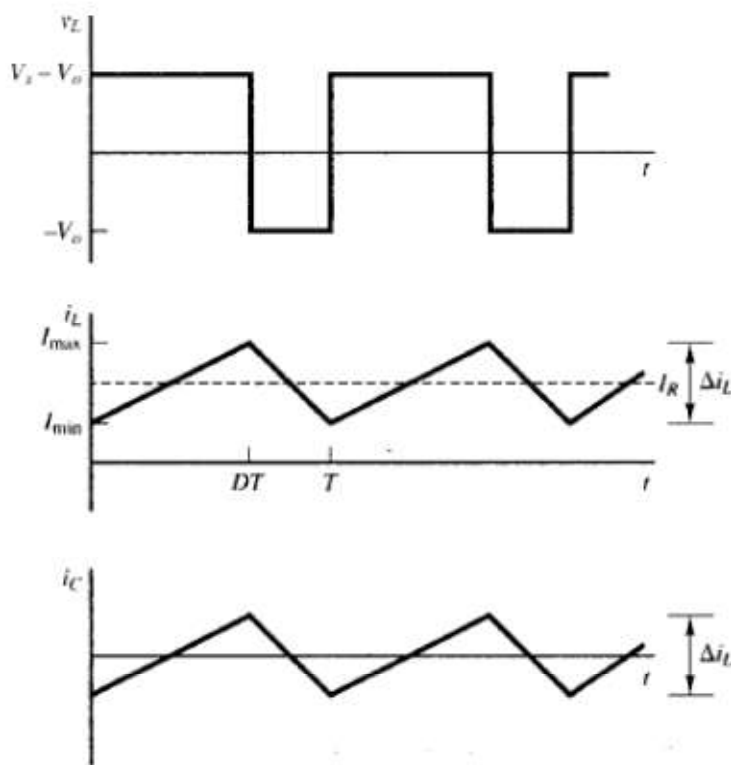


Figura 34. Formas de onda del convertidor reductor. (a) Tensión en la bobina. (b) corriente de la bobina. (c) Corriente del condensador.

2. Análisis con el interruptor abierto

Cuando el interruptor está abierto, el diodo está polarizado en directa dejando pasar la corriente de la bobina.

$$\frac{di_L}{dt} = -\frac{V_o}{L} \quad (\text{interruptor abierto})$$

La derivada de la corriente es una constante negativa en la bobina, y la corriente disminuye linealmente.

$$(i_L)_{abierto} = \left(\frac{V_o}{L}\right) \cdot (1 - D) \cdot T$$

En la operación de régimen permanente, es necesario que la corriente de la bobina sea la misma al final y al principio de cada ciclo de conmutación para que la variación de la bobina en un periodo sea cero.

$$(i_L)_{\text{cerrado}} + (i_L)_{\text{abierto}} = 0$$

$$\left(\frac{V_s}{L} - \frac{V_o}{L}\right)DT - \left(\frac{V_o}{L}\right) \cdot (1 - D) \cdot T = 0$$

Despejando V_o ,

$$V_o = V_s \cdot D$$

Esta fórmula justifica la menor o igual producción de tensión en la salida que en la entrada. La componente continua de la salida se controla ajustando el ciclo de trabajo D, que es la fracción del periodo que el interruptor está cerrado.

$$D \equiv \frac{t_{\text{conducción}}}{t_{\text{conducción}} + t_{\text{corte}}} = \frac{t_{\text{conducción}}}{T} = t_{\text{conducción}} \cdot f$$

9.6. Modelo de panel solar fotovoltaico Matlab/Simulink con convertidor CC/CC reductor

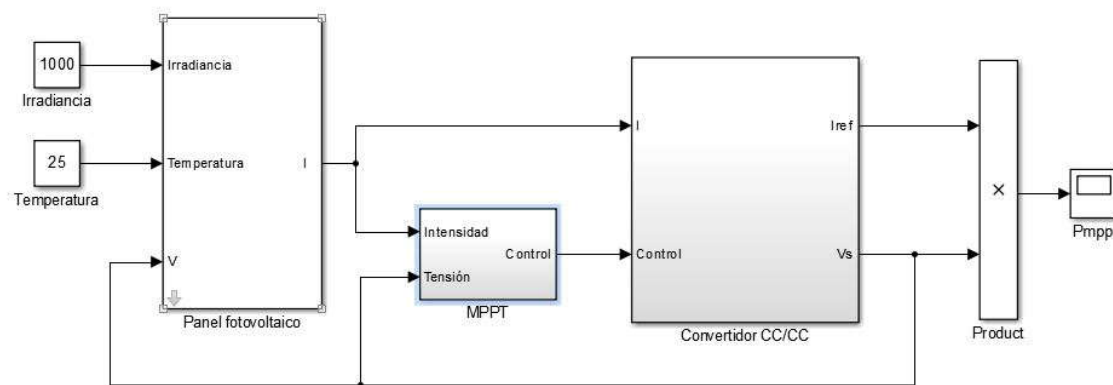


Figura 35. Circuito completo MPPT

Finalmente para terminar con el apartado de energía solar fotovoltaica y con las simulaciones realizadas con simulink, se realiza la simulación del sistema de control completo del panel solar fotovoltaico con el control de MPPT y el convertidor CC/CC del tipo reductor.

9.6.1. Curva de intensidad de MPPT

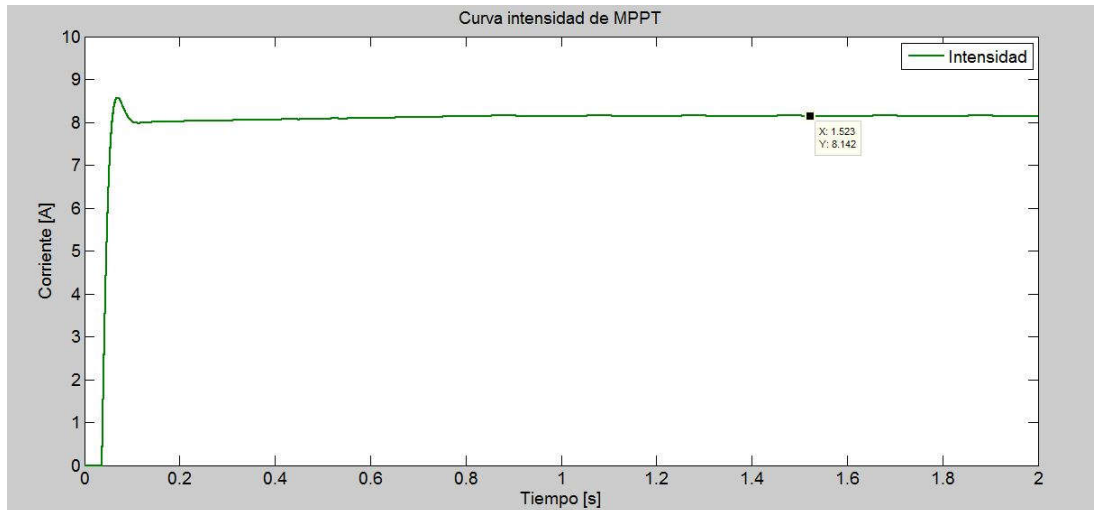


Figura 36. Curva intensidad MPPT

En la curva de la figura 36 se observa como el control va subiendo inicialmente la corriente para buscar el MPPT a una velocidad alta, hay que pensar que la simulación completa tiene una duración de dos segundos y el control consigue estabilizar la corriente a la de MPP en un poco menos de la mitad de ese tiempo.

9.6.2. Curva de tensión de MPPT

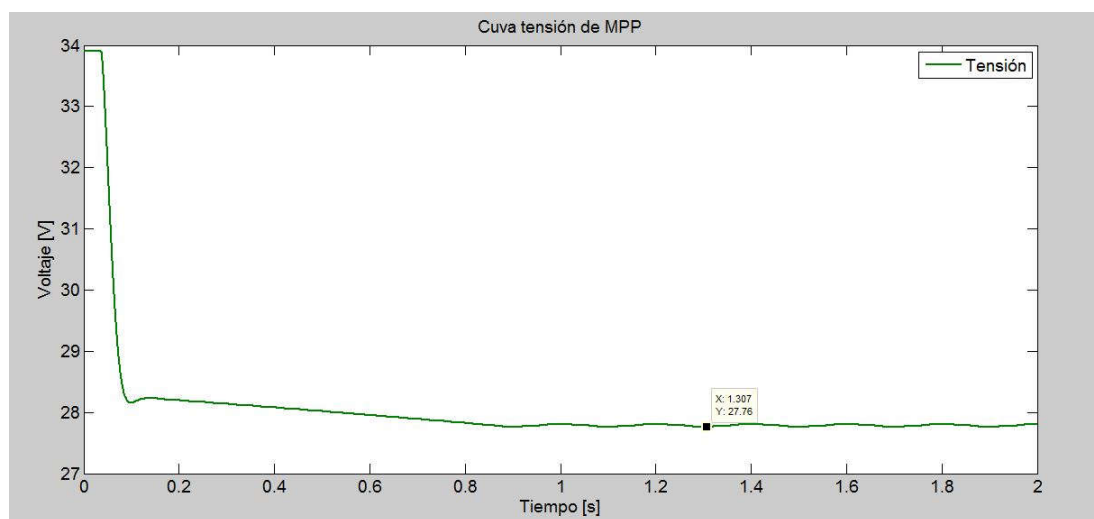


Figura 37. Curva tensión MPPT

En la figura 37 se observa como el control va reduciendo la tensión para encontrar el punto de MPP. Cuando la encuentra y se estabiliza la señal, se puede apreciar el rizado de la tensión de salida debido a las limitaciones del convertidor CC/CC reductor.

9.6.3. Curva de potencia de MPPT

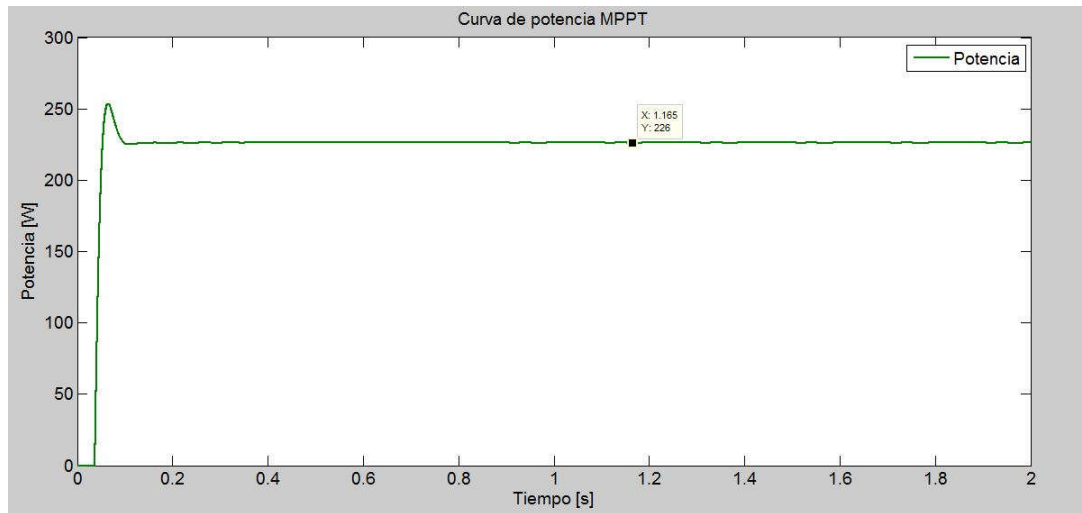


Figura 38. Curva potencia de MPPT

En la figura 38, se aprecia la curva de potencia de MPPT procedente del producto de las otras dos curvas anteriores de tensión e intensidad de MPPT.

10. ENERGÍA EÓLICA

10.1. El viento como fuente de energía

El viento no es igual en todas las zonas, lugares cercanos pueden tener vientos muy diferentes. El viento cambia en cuestión de días, horas o minutos, en función de las condiciones meteorológicas.

Cuando se quiere instalar un aerogenerador, es fundamental saber el viento que existe en ese lugar. El procedimiento habitual es instalar una torre anemométrica para monitorizar la velocidad y dirección del viento a distintas alturas para poder realizar cálculos de la viabilidad del proyecto.

10.2. Información sobre la velocidad del viento

En la página de la IDAE, en el apartado de energías renovables, se puede encontrar el mapa eólico de España, el mapa de detalle de las comunidades autónomas y un software para realizar cálculos. Es una opción a la instalación a la torre anemométrica y arroja un valor medio anual de velocidad del viento.



Figura 39. Mapa eólico de España

La **distribución de Weibull** es utilizada en múltiples aplicaciones, siendo una de ellas la distribución de la velocidad del viento. Esta describe con bastante confiabilidad la distribución de la velocidad del viento para un intervalo de tiempo.

10.2.1. Influencia de la altura sobre el suelo

La fricción entre el aire y el terreno frena al viento en las proximidades del suelo, provocando un perfil de velocidad en función de la altura, conocido también como capa límite. La variación de la velocidad con la altura depende en gran medida de la naturaleza del terreno (rugosidad) y de los obstáculos que estén presentes como edificios, árboles, rocas, etc.

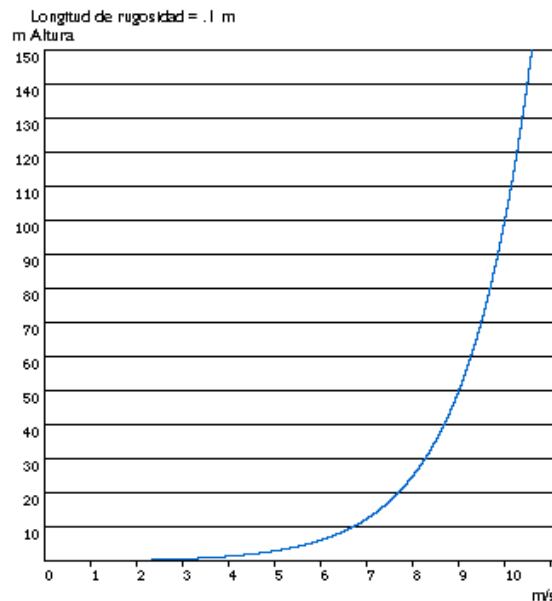


Figura 40. Perfil vertical del viento

10.2.2. Cálculo de la velocidad del viento

Es posible estimar la velocidad del viento a diferentes alturas partiendo de la información de la velocidad del viento a una altura determinada y la longitud de rugosidad en la dirección del viento.

$$v = \frac{v_{ref} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

Donde:

- v = Velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.
- v_{ref} = Velocidad de referencia, velocidad conocida a una altura.
- z = Altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v .
- z_0 = Longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.
- z_{ref} = Altura de referencia de la velocidad conocida v_{ref} .

10.3. Principio de funcionamiento de un aerogenerador

Un aerogenerador o turbina eólica, transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. El proceso es sencillo, la energía cinética del viento mueve las palas convirtiendo la energía mecánica de rotación de estas en energía eléctrica gracias a un generador eléctrico.

Los aerogeneradores pueden ser de sustentación o de resistencia, dependiendo de cuál de las fuerzas del viento es empleada como fuerza motriz. Las turbinas más utilizadas actualmente son las de sustentación y a diferencia de las de resistencia, el viento circula por ambas caras de la pala, la cual tiene perfiles geométricos distintos, creando un área de depresión en la cara superior respecto a la presión de la cara inferior.

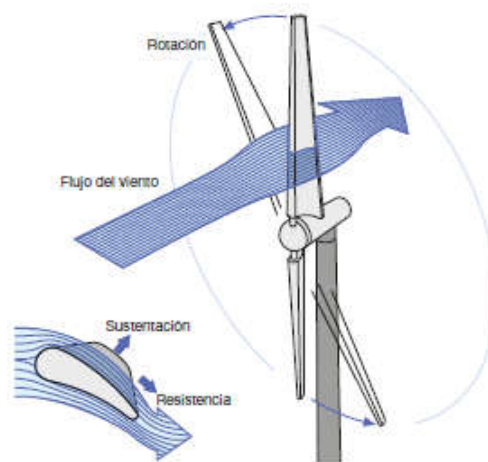


Figura 41. Funcionamiento palas

Un aerogenerador necesita una velocidad del viento entre 2 - 4 m/s (velocidad de acoplamiento) para empezar a trabajar y entrega la potencia nominal entre los 10 – 14 m/s (velocidad nominal). Los aerogeneradores tienen un sistema de frenado de seguridad para vientos entre 20 - 25 m/s (velocidad de desconexión) para evitar daños en la máquina.

10.4. Tipos de instalaciones eólicas

Las instalaciones eólicas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- **Microeólicas**, para potencias inferiores a 20 kW y son instalaciones destinadas principalmente al suministro doméstico.
- **Minieólicas**, para potencias entre 20 y 200 kW con instalaciones principalmente destinadas a la producción y venta de electricidad.
- **Eólicas**, para potencias superiores a 200 kW y constituidas principalmente por parques eólicos para la inyección de la energía producida en la red.

El tipo de instalación utilizado en este proyecto tiene una potencia inferior a 20kW, por este motivo se centrará en la energía proporcionada por la microeólica.

10.4.1. Microeólica

Estas turbinas pueden tener una estructura similar a las grandes, pero su diseño es mucho más simple y suelen estar dotados de sistemas de orientación pasivos y generadores eléctricos sin multiplicador.

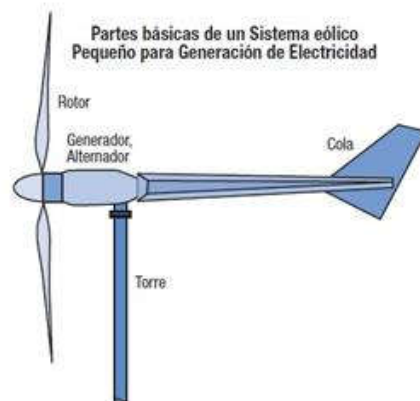


Figura 42. Aerogenerador microeólico

10.5. Aerogeneradores de eje horizontal

La mayoría de aerogeneradores utilizados son de eje horizontal como el de la figura 41 y con tres palas. Los más utilizados son los que tienen situado el rotor a barlovento, pero también existen aerogeneradores con el rotor a sotavento.

- **En el rotor a barlovento** el viento encuentra primero las palas y luego el soporte, siendo más eficientes que los aerogeneradores a sotavento. El inconveniente es que precisan de una aleta direccional o sistema de orientación para alinearse con el viento.
- **En el rotor a sotavento** el viento viene por detrás del aerogenerador y se pierde eficiencia al estar la torre entre las palas y el viento, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir vientos fuertes.

10.5.1. Numero de palas

Existen turbinas monopala, bipala, tripala y multipala. El aumento del número de palas disminuye la velocidad de rotación y aumenta el rendimiento.

El más utilizado es el de tres palas por el equilibrio aportado al sistema en cuanto a velocidad de giro y vibraciones transmitidas a la estructura.

10.6. Aerogeneradores de eje vertical

Son menos eficientes que los de eje horizontal y existen los siguientes tipos:

10.6.1. El aerogenerador tipo Savonius

Es el más sencillo y consta de dos o cuatro chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro. Es un aerogenerador lento, con poca eficiencia, utiliza vientos de poca intensidad, poco ruidoso y necesita un soporte robusto debido a su elevada superficie.



Figura 43. Aerogenerador tipo Savonius

10.6.2. El aerogenerador tipo Darrieus

Este tipo de aerogenerador consta de unas superficies expuestas al viento, con un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala para generar un par en el eje de rotación. Este tipo de aerogenerador es incapaz de arrancar solamente con la fuerza del viento y tiene que ser asistido para su arranque.

Es un aerogenerador rápido, su eficiencia está entre Savonius y los de eje horizontal, utiliza vientos de poca intensidad, es utilizado en edificios y en pendientes por captar vientos con fuerte componente vertical y no necesita un soporte robusto gracias a su superficie.

Existe un aerogenerador mixto Darrieus-Savonius que soluciona el problema de arranque de los de tipo Darrieus, instalando un aerogenerador de tipo Savonius en su interior para que le dé el par de arranque necesario para iniciar el movimiento.



Figura 44. Aerogenerador tipo Darrieus



Figura 45. Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius

Un aerogenerador debe poder soportar durante toda su vida útil la peor tormenta que pueda darse en el emplazamiento donde está instalado. Si el aerogenerador va a utilizarse durante 20 años, se considerará como ráfaga máxima la que se repite de media cada 50 años.

10.7. Definiciones

Potencia disponible del viento para un rotor de área A , con una densidad de aire ρ y para una velocidad de viento incidente v .

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Potencia máxima extraíble por un rotor ideal de área A , con una densidad de aire ρ y para una velocidad de viento incidente v .

$$P_{m\acute{a}xima\ rotor} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

El coeficiente de potencia, C_p , de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo y expresa qué cantidad de la potencia total del viento incidente es realmente capturada por el rotor.

$$C_p = \frac{P_{real\ rotor}}{P_{viento}}$$

El límite de Betz es el máximo coeficiente de potencia, C_p , con el que puede funcionar un aerogenerador ideal. Este valor surge de considerar condiciones extremas e inalcanzables en la realidad.

$$C_{p\max} = \frac{16}{27} = 0.5925$$

Velocidad específica TSR (Tip Speed Ratio), se define como la relación entre la velocidad tangencial del extremo de la pala y la velocidad del viento de entrada en esta.

$$\lambda = \frac{v_{\text{tangencial}}}{v}$$

10.8.

Características de los diferentes tipos de aerogeneradores

Después de leer las definiciones, se pueden entender las características de los generadores de la figura 46 para escoger el que más conviene en cada caso.

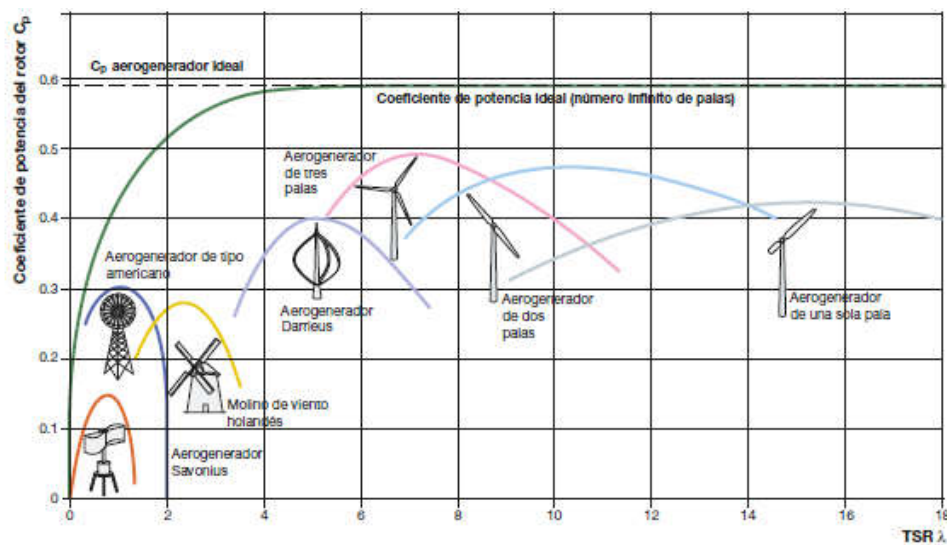


Figura 46. Características de diferentes aerogeneradores

11. BATERÍAS

Las más utilizadas son las llamadas baterías estacionarias, su principal característica es que son capaces de permanecer largos periodos de tiempo totalmente cargadas, y son capaces de resistir descargas profundas de forma esporádica.

11.1. Tipos de baterías

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido y se pueden simplificar en tres tipos:

- **Estacionarias monoblock (figura 47):** Están formadas por un solo bloque y son de menor capacidad que a las translucidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia. El tamaño orientativo es un poco mayores que las de un vehículo, pero esto dependerá de la capacidad de la batería.



Figura 47. Batería monoblock

- **Estacionarias translucidas o transparentes (Figura 48):** Están separadas en células, pero el material que lo cubre permite ver el interior (transparente) o no (translucidas). Como son baterías de un vaso o célula su tensión es del orden de 2,2 voltios, razón por la que se conectan en serie para obtener tensiones mayores. Este tipo de baterías son mayores y más pesadas que las de tipo monobloc y suelen ser distribuidas sin el electrolito (ácido) para facilitar su instalación y deben de ser rellenadas posteriormente a su instalación.



Figura 48. Batería monoblock

- **Estacionarias herméticas (Figura 49):** También llamadas “sin mantenimiento”, no se tiene acceso a su interior. Este tipo de baterías pueden ser selladas gelificadas, presentan como característica que el electrolito es mucho más denso, por lo que se pueden montar en cualquier posición sin derrames. Este tipo de baterías no se tienen que recargar de líquido, pero no tienen un buen comportamiento ante las descargas profundas.



Figura 49. Batería hermética

Otro tipo de batería que se utilizan en algunas instalaciones son las de níquel cadmio. Su tensión nominal es de 1,2V y se tienen que asociar en serie para aumentar la tensión. Son utilizadas en sistemas fotovoltaicos que requieran un alto nivel de fiabilidad (su tensión no cambia hasta que se descargan por encima del 90%) o que trabajen a temperaturas muy extremas (se pueden congelar y cuando recuperan la temperatura funcionan normalmente).

Estas baterías son mucho más caras que las de plomo ácido y sus componentes son altamente tóxicos.

11.2. Capacidad

La capacidad es la cantidad de electricidad que puede almacenar la batería y se mide en amperios por hora (Ah). Los parámetros que definen la capacidad de la batería son: Duración de la descarga, intensidad de descarga y tensión final.

La capacidad se determina en función de la duración de descarga y el valor lo proporciona el fabricante para una duración de 10 horas (C_{10}), también llamado capacidad nominal (C_N).

Se define el régimen de carga o descarga de una batería como el cociente C_N/I (medido en horas).

$$I_N(A) = \frac{C_N(A)}{\text{Duración descarga (h)}}$$

La capacidad de las baterías está influenciada por la temperatura, aumenta si esta aumenta y disminuye en caso contrario, tomando como referencia una temperatura ambiente de 25°C.

Los fabricantes indican la capacidad de la batería para un régimen de descarga determinado, siendo de mayor tamaño y peso las baterías de descarga más lenta.

Para las instalaciones fotovoltaicas, se supone una descarga gradual y no brusca, por ello para los cálculos se utilizan los valores de descarga a 100 horas (C_{100}).

11.3. Profundidad de descarga

Se denomina profundidad de descarga al porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga o descarga. Dependiendo de este valor se pueden clasificar las baterías en:

- **Descargas superficiales:** aceptan descargas del 20% de la capacidad nominal, sin que se produzca descenso en la vida útil de la batería.
- **Descargas profundas:** aceptan descargas de 80% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería.

Para aplicaciones fotovoltaicas se emplean las baterías de descarga profunda, ya que en algunas instalaciones deben de soportar el consumo durante varios días. Este valor será facilitado por el fabricante. Si no lo hace, se suele escoger un valor intermedio del 60% o 70% para realizar los correspondientes cálculos.

11.4. Vida útil

La vida útil se mide en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce la carga y la descarga. Con cada ciclo la batería va perdiendo propiedades, cuantos más ciclos, mas envejece la batería. Cuanto mayor sea la descarga, menor será el número de ciclos.

11.5. Asociación en serie y en paralelo

- **En serie** se suman las tensiones de todas las unidades conectadas y la intensidad del conjunto será la misma que la de una unidad. La conexión se efectúa del positivo de una batería, al negativo de la siguiente, y así sucesivamente con todas las unidades
- **En paralelo** ocurre lo contrario, la tensión será la misma que la de una unidad y la intensidad será la suma de intensidades de todo el conjunto. La conexión se efectúa conectando todos los positivos juntos y, por separado, todos los negativos juntos de todas las baterías.
- **Asociación mixta**, es la mezcla de asociaciones en serie y paralelo de baterías.

12. CONVERTIDOR CC/AC O INVERSOR

Su función es la de transformar la corriente continua de la batería en corriente alterna de 230V que es la tensión a la que funcionan los equipos en la red del consumidor.

También se pueden llamar convertidores de conexión a batería y tienen tensiones de entrada de 12, 24 y 48V (tensión del banco de baterías), aunque para requisitos de potencia elevadas se puede recurrir a equipos con una entrada de hasta 120V en instalaciones aisladas.

Están contruidos a base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua y generan una tensión y frecuencia determinada, en el caso de España son 230V y 50Hz.

Disponen de diversas protecciones: sobrecarga o sobredescarga de la batería, posibles cortocircuitos a la entrada o la detección o ausencia de consumo (quedándose en modo reposo con un consumo mínimo de 1,5W).

12.1. Instalación fotovoltaica aislada

Existen dos tipos de inversores, los de onda modificada y los de onda pura:

- Los inversores de onda sinusoidal modificada o modify sine wave (MSW) pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos. Sin embargo esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas. Son muy utilizados por su reducido precio.
- Los inversores de onda sinusoidal pura o pure sine wave (PSW), son los más sofisticados del mercado actual. Pueden reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas, la onda sinusoidal pura es mejor que la modificada para alimentar a los equipos electrónicos, ya que de esta forma se eliminan ruidos en los equipos de sonido, problemas de imagen en los equipos de video y calentamientos en los motores. No son tan utilizados por ser más caros que los de onda modificada.

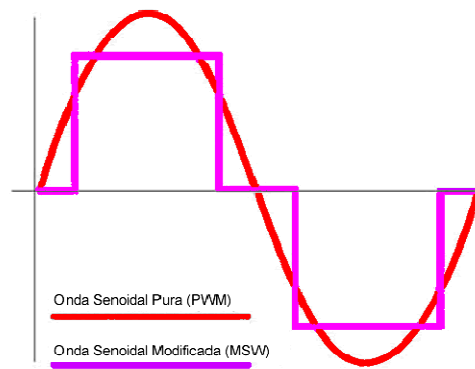


Figura 50. Señal de salida de los inversores

12.2. Instalación fotovoltaica conectada a red

Los equipos inversores utilizados para la inyección en red son diferentes a los anteriores, estos tienen que disponer de un control de la tensión de red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la de la red eléctrica y dispositivos de protección.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobre tensiones.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos y retorno de red.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporaran controles automáticos que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Un inversor incorporara al menos los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

Las tensiones de entrada suelen ser del orden de 100 a 750V de corriente continua, son tensiones muy superiores a las que se suelen trabajar los inversores para instalaciones aisladas.

13. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN

13.1. Datos de irradiancia e irradiación

Con el software PVGIS, se pueden obtener datos de irradiancia e irradiación para Europa, Asia y África, dentro de este último se encuentran las islas canarias. Este software también proporciona información sobre las pérdidas por sombras debidas a las irregularidades del terreno, temperatura, calcula la inclinación óptima del panel fotovoltaico y se puede simular el funcionamiento de una instalación fotovoltaica para ver el rendimiento.

13.2. Emplazamiento

Aunque centrarse en una instalación en concreto no es el objetivo de este proyecto, para realizar el cálculo de los elementos que componen la instalación y para poder simular los resultados en PVGIS, hace falta buscar un emplazamiento concreto que será el de figura 51.

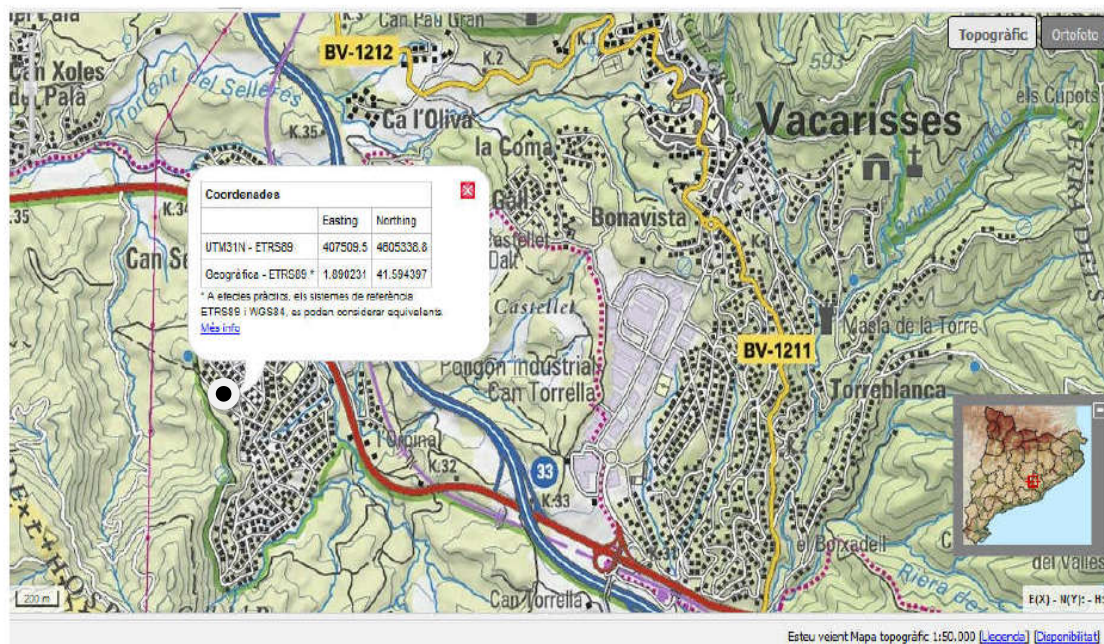


Figura 51. Emplazamiento de la instalación

13.3. Datos en PVGIS

En PVGIS se pueden introducir las coordenadas del lugar deseado, o se puede buscar en el mapa incluido en el software. Una vez realizado este paso, se pueden seleccionar las pestañas de Estimación fotovoltaica, Radiación mensual, Radiación diaria y FV autónomo.

13.3.1. Radiación solar mensual

- PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo.
- Lugar: 41°35'38" Norte, 1°53'26" Este, Elevación: 332 m.s.n.m.
- Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF.
- El ángulo de inclinación óptimo es: 37 grados.
- Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.9 %.

Mes	H_h (Wh/m ² /día)	H_{opt} (Wh/m ² /día)	$H(90)$ (Wh/m ² /día)	I_{opt} (grados)	T_{24h} [(24h) (°C)]
Enero	2090	3710	3720	64	5.8
Febrero	3070	4770	4300	57	6.5
Marzo	4610	5970	4470	45	9.4
Abril	5370	5900	3430	29	12.6
Mayo	6510	6350	2900	17	16.1
Junio	7290	6700	2630	9	20.5
Julio	7250	6860	2810	12	22.9
Agosto	6210	6510	3390	24	23.2
Septiembre	4780	5830	3990	39	19.1
Octubre	3510	5040	4240	52	15.4
Noviembre	2280	3850	3740	62	10.1
Diciembre	1810	3390	3530	66	6.2
Año	4570	5410	3590	37	14.0

Figura 7. Tabla de datos PVGIS

Donde:

H_h : Irradiación sobre plano horizontal.

H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima.

$H_{(90)}$: Irradiación sobre plano inclinado: 90grados.

I_{opt} : Inclinación óptima.

T_{24h} : Temperatura media diaria.

En la tabla 7 se pueden observar los datos de irradiación para calcular la instalación solar fotovoltaica, esta puede ser calculada para el mes más desfavorable o puede ser calculada para el valor medio anual de todos los meses facilitado al final de la tabla.

Seleccionando la pestaña de Radiación diaria, se entra en una página donde se puede seleccionar un mes del año en concreto a una inclinación y azimut concreta de panel solar. Seleccionando la pestaña de Calcular, se pueden ver los datos de irradiancia y temperatura para un día completo del mes seleccionado.

13.3.2. Radiación diaria

En esta página, el software muestra una tabla con todos los valores demandados como en el apartado anterior, si se ha seleccionado gráficos antes de seleccionar la pestaña de Calcular, el software también realiza gráficos de los datos seleccionados como el de la figura 52.

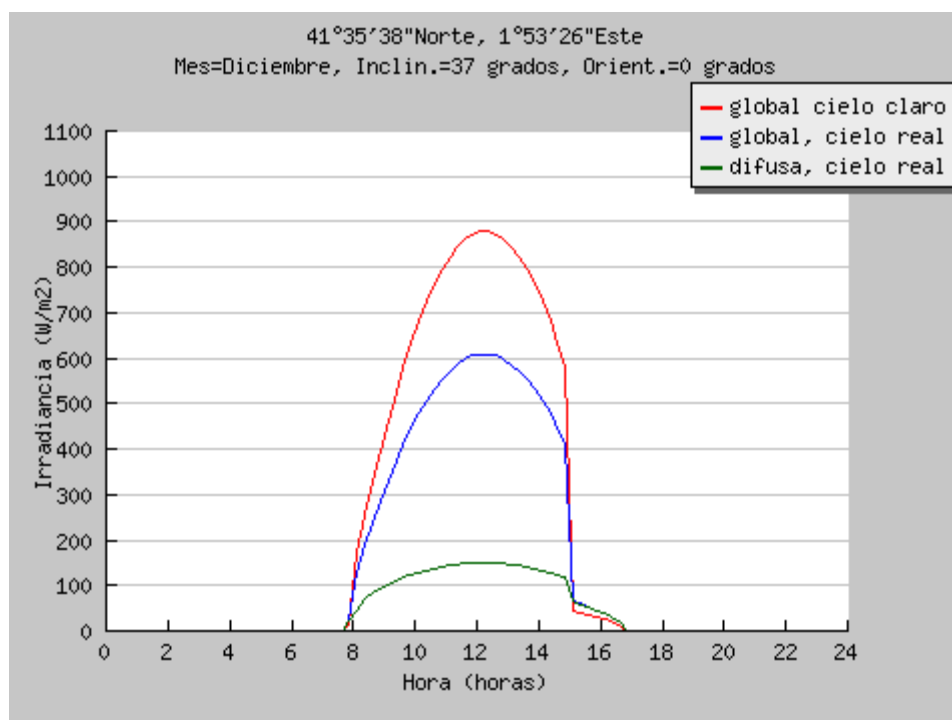


Figura 52. Irradiancia para el mes de diciembre a 37° de inclinación

En las otras dos pestañas, Estimación FV y FV autónomo, el software demanda información sobre la instalación solar fotovoltaica. Así que antes de seleccionar estas pestañas se tendrá que diseñar una instalación de este tipo.

13.4. Diseño de una instalación fotovoltaica

El primer paso para diseñar una instalación fotovoltaica es determinar el consumo que se va a realizar, pensando en que habrá que renunciar a los excesos energéticos. Una instalación generadora con energías renovables no es como la red eléctrica, la energía que se genera es la que hay, y si esta se agota, se tiene que tener un respaldo eléctrico de emergencia, ya sea con la red eléctrica o con un generador eléctrico.

Las energías renovables pueden proporcionar energía de sobras a un ECCN, pero esta generación está sujeta a los gastos económicos del equipo y la instalación, además del espacio requerido para la ubicación de esta. Para que un sistema de este tipo sea rentable, se tiene que poder amortizar antes de la final de la vida de este.

A continuación se detallan los pasos a seguir para realizar los cálculos para la instalación fotovoltaica.

31.4.1. Potencia máxima diaria

Los edificios de consumo casi nulo (ECCN), tienen un consumo en calefacción y refrigeración muy bajos debido a los materiales utilizados en la construcción y el diseño eficiente de estos. La vivienda unifamiliar propuesta para el cálculo del consumo, es una vivienda de tipo ECCN de 122m², con espacio suficiente para instalar los paneles fotovoltaicos sin que tengan sombras y espacio suficiente para colocar el aerogenerador a 10 metros del suelo sin interferencias de ningún tipo.

Aparato	Cantidad	Horas diarias funcionamiento	Potencia(W)	Total(Whd)
Televisor	1	3	75	225
Frigorífico	1	5	120	600
Lavadora	1	2	400	800
Luces led cocina	2	3	18	108
Luces led lavabos	2	1	18	36
Luces led Habitaciones	9	1	4,5	40,5
Luz led comedor 1	1	2	9	18
Luz led comedor 2	2	5	7	70
Luz led distribuidor	2	0,5	4,5	4,5
Climatización	1	24	5348	5348
Imprevistos	1	1	500	500
			Suma total	7750 Whd

Tabla 8. Tabla de consumo diario

- La energía que deberá suministrar la instalación fotovoltaica al día será de 7750 Whd.

1. Cálculo de la energía requerida por la instalación para todos los equipos y electrodomésticos durante el día.

$$E_{potmáximadiaria} = 7750 \text{ W } d$$

2. Elección del inversor o convertidor CC/CA, este tiene que tener una potencia superior a la potencia de todos los equipos y electrodomésticos conectados simultáneamente.

Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Total (W)
Televisor	1	75	75
Frigorífico	1	120	120
Lavadora	1	400	400
Luces led cocina	2	18	36
Luces led lavabos	2	18	36
Luces led Habitaciones	9	4,5	40,5
Luz led comedor 1	1	9	9
Luz led comedor 2	2	7	14
Luz led distribuidor	2	4,5	9
Climatización	1	5348	5348
Imprevistos	1	500	500
Suma total			6587,5W

Tabla 9. Potencia de todos los equipos conectados

3. Cálculo de la energía máxima diaria de la instalación.

$$E_{ins_máx} = \frac{E_{potmáximadiaria}}{V_{bateria}} = \frac{7750}{24} = 322,92 \text{ A } d$$

- El valor obtenido se incrementa un 20% como margen de seguridad.

$$E_{maxdiaria} = 1.2 \cdot E_{ins_máx} = 1.2 \cdot 322,92 = 387,5 \text{ A } d$$

4. Cálculo de pérdidas por eficiencias de los componentes de la instalación.

$$K_t = 0,6 \quad (0,005 \cdot D_{aut}) = 0,6 \quad (0,005 \cdot 3) = 0,585$$

D_{aut} = Días de autonomía batería.

- El consumo de energía máxima será de:

$$E_{max} = \frac{E_{maxdiaria}}{K_t} = \frac{387,5}{0,585} = 622,4 \text{ A } d$$

5. Cálculos del número de módulos fotovoltaicos necesarios.

Mes	Irradiación a 37º (Wh/m2/día)
Enero	3710
Febrero	4770
Marzo	5970
Abril	5900
Mayo	6350
Junio	6700
Julio	6860
Agosto	6510
Septiembre	5830
Octubre	5040
Noviembre	3850
Diciembre	3390
Año	5410

Tabla 10. Irradiación a inclinación de 37º

- Se escoge el dato de irradiación anual porque existirá apoyo externo a la instalación.

$$HPS_{37} = 5,41 \text{ kW/m}^2$$

$$E_{panel} = 0,9 \cdot I_{panel} \cdot HPS = 0,9 \cdot 8,27 \cdot 5,41 = 40,27 \text{ A d}$$

$$\text{Número de paneles en paralelo} = \frac{E_{max}}{E_{panel}} = \frac{622,4}{40,27} = 15,46$$

- **Número de paneles en paralelo = 16**

$$\text{Número de paneles en serie} = \frac{V_{bateria}}{V_{panel}} = \frac{24}{24} = 1$$

- **Número de paneles en serie = 1**

6. Cálculo del número de baterías.

$$C_{bateria} = \frac{E_{max} \cdot D_{aut}}{P_d} = \frac{622,4 \cdot 3}{0,6} = 3112 \text{ A}$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}} = \frac{3112}{1523} = 2$$

- **Número de baterías en paralelo = 2**

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{V_{bateria}}{V_{nominal}} = \frac{24}{2} = 12$$

- **Número de baterías en serie = 12**

7. Cálculo del regulador.

$$I_{\text{campo fotovoltaico}} = I_{sc} \cdot \text{Número de ramas paralelo} = 8,86 \cdot 16 = 141,76 \text{ A}$$

$$I_{\text{regulador}} = 1,1 \cdot 141,76 = 155,93 \text{ A}$$

$$\text{Número de reguladores} = \frac{I_{\text{regulador}}}{I_{\text{regulador comercial}}} = \frac{155,93}{40} = 3,89$$

- **Número de reguladores 40A = 4**

13.5. Datos de viento

En la página del IDAE se han obtenido los datos de velocidad del viento para la zona donde se va a realizar la supuesta instalación. Estos datos son de velocidades entre 4 y 4,5m/s a 80 metros de altura, si realizamos el cálculo de la velocidad del viento a una altura de 10 metros, obtenemos los siguientes resultados:

- Cálculo para velocidad del viento de 4,5m/s:

$$v = \frac{v_{ref} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} = \frac{4,5 \cdot \ln\left(\frac{10}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{80}{0,1}\right)} = 3,1 \text{ m/s}$$

- Cálculo para velocidad de 4m/s:

$$v = \frac{v_{ref} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} = \frac{4 \cdot \ln\left(\frac{10}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{80}{0,1}\right)} = 2,76 \text{ m/s}$$

La velocidad de arranque es del aerogenerador propuesto es de 2,2 m/s, y la producción de energía a las velocidades calculadas estaría por debajo de los 300 Whd, así que el aporte energético podría ser como el de un panel fotovoltaico (255W), que podría producir de día y de noche, dependiendo de la velocidad del viento.

El montaje se realizará conectando el aerogenerador a un regulador y este a las baterías, sumando la energía generada por esta a la energía generada por la instalación fotovoltaica.

13.6. Resultados en PVGIS

Ahora se pueden introducir los datos de la instalación fotovoltaica calculada en PVGIS para simular el comportamiento de esta.

En la pestaña de Estimación fotovoltaica, se indica el rendimiento de la instalación fotovoltaica aplicando las pérdidas indicadas en nuestro sistema fotovoltaico y las pérdidas por sombras, temperatura y otros parámetros incluidos en el software PVGIS.

13.6.1. Estimación fotovoltaica

- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 10.2% (utilizando la temperatura ambiente local)
- Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.5%
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14.0%
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 24.7%

Sistema fijo: inclinación=37°, orientación=0°				
Mes	E_d(kWh)	E_m(kWh)	H_d(kWh/m²)	H_m(kWh/m²)
Enero	12.10	374	3.71	115
Febrero	15.40	431	4.77	134
Marzo	18.80	582	5.97	185
Abril	18.20	545	5.90	177
Mayo	19.20	595	6.35	197
Junio	19.80	595	6.70	201
Julio	20.10	624	6.86	213
Agosto	19.00	589	6.51	202
Septiembre	17.50	525	5.83	175
Octubre	15.50	481	5.04	156
Noviembre	12.30	368	3.85	116
Diciembre	11.00	341	3.39	105
Media anual	16.6	504	5.41	165
Total para el año	6050		1970	

Tabla 11. Tabla de datos de Estimación fotovoltaica

Donde:

E_d : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado.

E_m : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado.

H_d : Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado.

H_m : Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado.

13.6.2. Fotovoltaica autónoma

Esta simulación es la que comprobará si el sistema calculado alcanza el objetivo marcado en la instalación.

- Potencia nominal del sistema FV: 4080 W
- Inclinación de los módulos: 37 grados
- Tamaño de la batería: 24 V, 3112 Ah
- Límite de descarga (%) 60 %
- Consumo diurno: 7750 Wh

Número de días utilizados para el cálculo	1827
Porcentaje de días con la batería cargada completamente	82%
Energía media no capturada debido a batería llena	9719Wh/día
Porcentaje de días en los que la batería se descarga por completo	1%
Energía media perdida:	2160Wh/día

Tabla 12. Tabla de datos PVGIS

Mes	E_d (Wh/día)	F_f (%)	F_e (%)
Enero	7937	59	3
Febrero	7778	71	0
Marzo	7750	83	0
Abril	7772	84	0
Mayo	7754	95	0
Junio	7750	98	0
Julio	7749	98	0
Agosto	7744	100	0
Septiembre	7719	89	0
Octubre	7661	79	0
Noviembre	7654	62	0
Diciembre	7558	63	3
Año	7736		

Tabla 13. Tabla de datos de energía porcentaje de descarga y descarga de la batería

Donde:

E_d : Producción de energía media al día.

F_f : Porcentaje de días en los que la batería se carga completamente.

F_e : Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente.

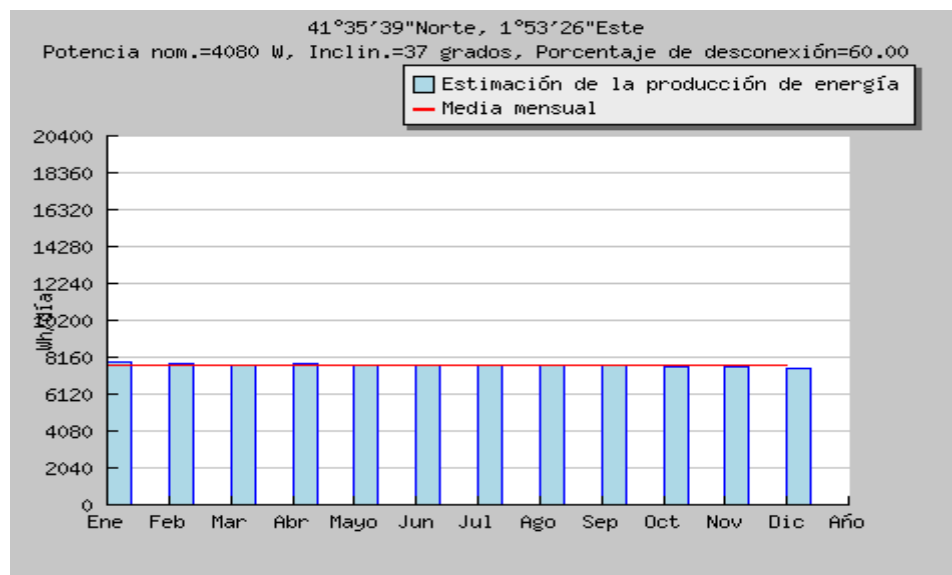


Figura 53. Gráfico de estimación de la producción de energía mensual durante un año

En la figura 53, se observa que el sistema cumple sobradamente los requisitos de diseño.

En la tabla 13 se observa que la batería se mantiene por encima de la profundidad de descarga calculada del 60% durante casi todo el año, solamente baja o se acerca al límite del 60% en los meses más desfavorables del año, que son los meses de enero, noviembre y diciembre. Esto alarga la vida de las baterías que cuanto más profundamente se descargan, menos ciclos de vida tienen.

Hay que recordar que la instalación tiene un pequeño aporte de energía extra de un aerogenerador, alejando a la instalación del límite de descarga más todavía.

En la tabla 12 y 13 se observa que hay energía captada por los paneles fotovoltaicos que no puede ser almacenada en la batería por estar llena, por esa razón a la instalación se le añade una carga/generador que será un coche eléctrico. Este coche eléctrico se cargará cuando exista excedente de energía, y gracias a la tecnología V2G, existen modelos que también pueden realizar el efecto inverso, pueden aportar energía a la red a la que están conectados.

13.7. Coche eléctrico V2G

La tecnología 'vehículo a red' (V2G, 'vehicle to grid', en inglés) permite convertir el coche eléctrico en una especie de 'pila gigante', ya que la electricidad que no consume puede utilizarse para alimentar el hogar, o devolverla a la red.

13.7.1. Diagramas de bloques de la instalación

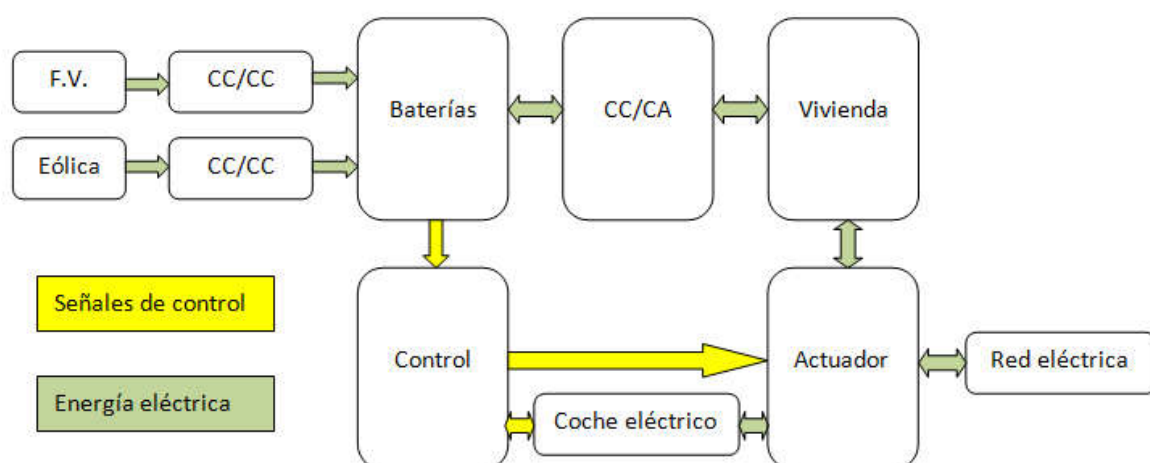


Figura 54. Diagrama de bloques de la instalación

13.7.2. Funcionamiento del sistema

La energía solar y eólica cargan la batería, esta alimenta al inversor, y este alimenta a la vivienda. El control supervisa todo lo que ocurre en todo momento.

El coche viene con hardware provisto de un inversor de corriente para ser alimentado por la red eléctrica y para alimentarla desde sus baterías de corriente continua si fuese necesario.

- ***Excedente de energía en las baterías***

En el momento que existe excedente de energía porque las baterías de la instalación están cargadas totalmente, el control desvía carga de las baterías hacia el coche eléctrico, este se carga y las baterías de la instalación se descargan para poder seguir cargando con el aporte de energías renovables. En el caso de que las baterías de la instalación y las del coche eléctrico estén cargadas totalmente, se vuelca la energía excedente a la red eléctrica.

- ***Energía insuficiente en las baterías***

En el momento que las baterías de la instalación bajen del 60% de carga, si el coche tiene una carga superior al 60%, volcará energía a la vivienda y cargará la batería a través del inversor, si no es así, el aporte energético sería realizado por la red eléctrica a la instalación, cargando las baterías de esta.

- ***Energía insuficiente en las baterías del coche***

En el caso de que el nivel carga del coche esté a un valor definido por el usuario y necesite ser cargado, el control cargará las baterías del coche con la energía almacenada en las baterías de la instalación si estas están por encima de un valor definido por el usuario, y si no lo están, el coche será cargado con la energía de la red eléctrica.

En este apartado, se han puesto valores definidos por el usuario porque se ha pensado en que este pueda monitorizar el control de la instalación en todo momento a través de internet o de una aplicación móvil, y de esta forma puede priorizar la carga del coche eléctrico si lo va a utilizar, y si no lo va a utilizar, puede enviar la energía de las baterías del coche eléctrico a la instalación si esta lo requiere.

14. CONCLUSIONES

Se ha podido comprobar la viabilidad del proyecto, el edificio CEEN tiene un consumo acotado en cuanto a climatización se refiere y hace posible el completo funcionamiento con energías renovables. En este caso el aporte energético proporcionado por la energía eólica ha sido simbólico, pero con vientos de entre 10 y 12m/s habría sido un aporte valioso que habría permitido eliminar paneles solares y tener un aporte extra importante en las horas de ausencia de sol.

El coche del tipo V2G parece una gran alternativa para el futuro, ya que se estima que en 2050 se doble el número de coches actuales. Todos estos coches conectados a una red podrían suministrar una cantidad de energía importante, por no hablar de los beneficios aportados a la instalación personal del individuo, aumento capacidad de carga añadiendo la batería del coche y la posibilidad de devolver energía de nuevo a la red del consumidor si esta lo requiere.

Por último, las leyes de este país deberían de cambiar para poder investigar en nuevas alternativas energéticas limpias porque son el futuro, además de fomentar el autoconsumo para dejar de contaminar con combustible fósil el medio ambiente por efecto de las centrales.

15. BIBLIOGRAFÍA

Daniel W. Hart. Electrónica de potencia. 2ª Edición. Madrid: Pearson educación S.A., 1997. ISBN 84-205-3179-0

José María Escudero López. Manual de la energía eólica. 1ª Edición. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2003. ISBN 84-8476-1657-7

Miguel Pareja Aparicio. Energía solar fotovoltaica. 2ª Edición. Barcelona: Marcombo S.A., 2010. ISBN 978-84-267-8

Short-Circuit current[en línea]. PVEDUCATION, 2014 [Fecha de consulta: 1 de Julio 2016]. Disponible en: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation>

Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps [en línea]. European Commission, 2016 [Fecha de consulta: 2 de Julio 2016]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Atlas eólico de España [en línea]. IDAE, 2015 [Fecha de consulta: 1 de Julio 2016]. Disponible en: <http://www.idae.es/index.php/idpag.16/reلمenu.301/mod.pags/mem.detalle>

Calcular [en línea]. Calculation solar, 2012 [Fecha de consulta: 2 de Julio 2016]. Disponible en: <http://calculationsolar.com/es/index.php>

What are zero energy homes [en línea]. Zero net energy homes, 2016 [Fecha de consulta: 2 de Junio 2016]. Disponible en: <http://www.zerohomes.org/zero-energy-home-resource-center/>

16. ANNEXO

16.1. Información del panel fotovoltaico modelado



MÓDULO MONOCRISTALINO ISF-215/220/225

Disfrute de las ventajas de ISO FOTÓN

- Experiencia de más de 30 años en la fabricación de células y módulos fotovoltaicos
- Experiencia internacional en el desarrollo de proyectos: más de 300 en todo el mundo
- Asistencia técnica
- Tecnología punta y calidad certificada
- Compromiso con el medio ambiente

Disfrute de las ventajas de la gama ISF

- Vidrio microestructurado con mayor capacidad de absorción de luz difusa, que mejora el rendimiento energético
- Caja de conexión exclusiva, diseñada para minimizar las pérdidas eléctricas
- El módulo más ligero de su categoría, lo que facilita su manejo

La garantía ISO FOTÓN

25 años de garantía lineal de potencia que mejora en un 7,5% la garantía estándar de mercado y 10 años de garantía de producto.



Garantía Lineal de Potencia



Años	Garantía ISO FOTÓN (%)	Garantía estándar (%)
0	97.5	90.0
5	96.0	90.0
10	94.5	80.0
15	93.0	80.0
20	91.5	80.0
25	90.0	80.0



- Vidrio microestructurado
- Silicio monocristalino
- 54 células de 156 mm
- Disponible en capa posterior blanca, negra y transparente
- Fabricado en Europa

Homologaciones y Certificados de Producto



Certificados de Empresa



Desde 1990 Desde 2001 Desde 2008 Desde 2007
ISO FOTÓN es socio fundador



MÁS DE 30 AÑOS PONIENDO EL SOL AL SERVICIO DE LA HUMANIDAD

Figura 55. Características panel solar_1



MÓDULO MONOCRISTALINO ISF-215/220/225

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25°C, AM 1,5

	ISF-215	ISF-220	ISF-225
Potencia nominal (P _{max})	215 W	220 W	225 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	33,5 V	33,7 V	33,9 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8,77 A	8,83 A	8,86 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mp})	27,2 V	27,4 V	27,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mp})	7,90 A	8,02 A	8,14 A
Eficiencia	14,3%	14,6%	14,9%
Tolerancia de potencia (% P _{max})	0/+ 3%	0/+ 3%	0/+ 3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20°C, AM 1,5; velocidad del viento 1m/s

	ISF-215	ISF-220	ISF-225
Potencia máxima (P _{max})	158 W	160 W	161 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	31 V	31,2 V	31,4 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	7,07 A	7,12 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mp})	24,5 V	24,7 V	24,9 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mp})	6,37 A	6,47 A	6,57 A

Reducción de eficiencia desde 1.000 W/m² a 200 W/m² 5% (+/-3%)

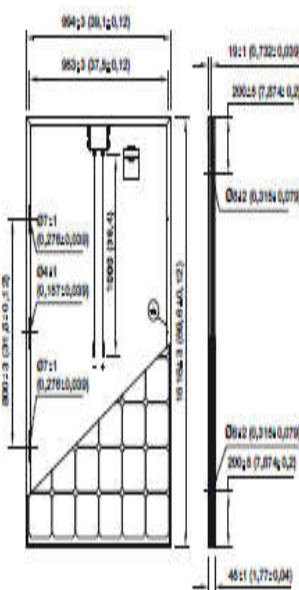
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 +/- 2° C
Temperatura de Operación	-40 a +85°C
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,464%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,323%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,042%/K

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

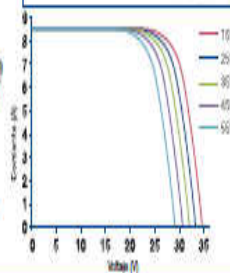
Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	54 células en configuración 6 x 9
Dimensiones	1515 x 994 x 45 mm
Peso	17,1 Kg
Vidrio	Alta transparencia, microestructurado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o compatible

DIMENSIONES



EMBALAJE

Módulos por palet 20
Tamaño de embalaje (palet + esquinas) 1573 x 1055 x 1245 mm
Materiales reciclables



DATOS DE CONTACTO

FÁBRICA Parque Tecnológico de Andalucía (PTA)
C/ Severo Ochoa, 50
E-29590 Málaga
Tel.: +34 95 1233800
isofoton.m@isofoton.com

OFICINA COMERCIAL Torre de Cristal
Pasaje de la Castellana, 269 C (planta 18)
E-28048 Madrid
Tel.: +34 91 4147800
isofoton@isofoton.com

ISOPARTNER

OBSERVACIONES: ISO FOTON, S.A. se reserva el derecho de modificar las presentaciones especificaciones sin previo aviso. Esta ficha técnica, comercial responde a la norma EN 50360, Enero 2012

Figura 56. Características panel solar_2

16.2. Material utilizado para los cálculos

	Cantidad	Modelo
Aerogenerador	1	Air Breeze
Panel solar	16	ISOFOTON ISF-255 MONOCRISTALINO
Regulador	5	ATERSA MPPT-50C MPPT
baterías	24	ECOSAFE TYS-10 TUBULAR-PLATE
Ondulador	1	VICTRON MULTIPLUS C24/3000/70-50

Figura 14. Material utilizado para los cálculos